

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Simulação de uma rede de distribuição com veículos elétricos e produção renovável**

**Diogo Manuel Gorra Moreira**

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Manuel António Cerqueira da Costa Matos

Julho de 2013



# Resumo

O aumento do preço dos combustíveis fósseis, conjugado com uma maior consciencialização para as preocupações ambientais e crescimento da aposta no veículo elétrico (EV) leva à necessidade de serem feitos estudos no sentido de melhor integrar a mobilidade elétrica nas redes existentes. O carregamento dos EV terá impactos a nível das redes elétricas, e a forma como é efetuado deve ser pensada com vista a evitar que o bom funcionamento da rede seja perturbado, sobretudo ao nível de limites de tensão, limites de corrente nas linhas e perdas. Existem ainda outros aspetos a ter em conta, como o custo da energia em função da hora e aproveitamento das renováveis.

Neste trabalho procurou-se analisar o impacto na rede de distribuição das diferentes estratégias de carregamento dos EV, assumindo a existência de produção renovável local. Como o mercado dos EV é incerto, a quantidade de veículos na rede é um parâmetro a ter em conta, tendo sido para tal feita a divisão entre vários níveis de integração dos EV. De igual modo, a produção distribuída é também um parâmetro, sendo criados vários perfis diferentes, com vista a cobrir um maior número de possibilidades.

O carregamento dos EV é o ponto chave deste trabalho, sendo definidas 3 estratégias de carregamento principais, nomeadamente o Carregamento Direto, Custo Mínimo e Seguimento da Produção Renovável. A partir destas são ainda criadas outras estratégias que conciliam aspetos referentes às anteriormente referidas e são simulados trânsitos de potências para cada cenário de produção renovável, nível de integração dos EV na rede e cada estratégia.

Por fim, foi feita uma análise crítica aos resultados obtidos, com o objetivo de encontrar os pontos fortes e pontos fracos de cada solução de carregamento, bem como os impactos que estes têm nas redes de Distribuição MT.



# Abstract

The rising price of fossil fuels combined with a greater awareness of environmental concerns and growth of electric vehicle sales leads to the need of studying what can be done in order to integrate electric mobility into the existing networks. Charging of electric vehicles will impact on power grids, and the way it charges the batteries must be done to ensure the proper functioning of the networks, particularly in terms of voltage limits, current limits and losses in the lines. There are other aspects to consider, such as the cost of energy as a function of time and the use of renewable.

This work aims to analyse the impact on the distribution network of the different strategies of EV charging, assuming the existence of local renewable production. As the market for electric vehicles is uncertain, the amount of electric vehicles is a parameter to take into account, creating different levels of integration of electric vehicles. Similarly, the renewable energy is also a parameter, being created some different profiles in order to cover a wider range of possibilities.

Charging of electric vehicles is the key point of this work, being defined three main loading strategies, namely "Carregamento Direto"(Direct Charging), "Custo Mínimo"(Minimum Cost) and "Seguimento da Produção Renovável"(Renewable-following). From these are still created other strategies that combine aspects relating to the aforementioned and simulations are made for each scenario renewable, level of integration of electric vehicles in the network and each strategy.

Finally, we performed a critical analysis of the results obtained, in order to find the strengths and weaknesses of each charging solution, as well as the impact that these have on the medium voltage distribution network.



# Agradecimentos

Este trabalho não seria o mesmo sem o apoio de várias pessoas que foram uma ajuda importante, cada um à sua maneira.

Começando pelo meu orientador, o professor Manuel Matos, que sempre mostrou disponibilidade para tirar alguma dúvida ou pelas sugestões para melhorar o trabalho, mas sobretudo pela exigência e rigor com que sempre pautou a sua supervisão levando-me a fazer um trabalho melhor e a procurar superar-me. Ao Ricardo Bessa e Leonardo Bremmerman agradeço também pelo material que me disponibilizaram na fase inicial do trabalho.

Agradeço a todos os meus amigos, sem enumerar porque faltaria sempre alguém, que de diferentes formas influenciaram o meu percurso académico e com os quais troquei dúvidas e impressões ao longo dos nossos trabalhos e experiências.

Não podia deixar de agradecer à minha namorada, pelo apoio dado, por ser bastante compreensiva nas alturas de maior carga de trabalho e por sempre acreditar nas minhas capacidades.

Finalmente, agradeço também à minha família, sobretudo aos meus pais, pelo enorme apoio e compreensão que sempre tiveram ao longo não só destes meus 5 anos de Mestrado, mas em todos os 22 da minha vida, são o meu modelo a seguir.

Diogo Manuel Gorra Moreira





*“La semplicità è l’ultima sofisticazione.”*

Leonardo da Vinci



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento e Motivação . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	3
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	4
<b>2</b>	<b>Carregamento do Veículo Elétrico</b>	<b>7</b>
2.1	Veículo Elétrico . . . . .	7
2.1.1	Veículo Elétrico - História . . . . .	7
2.1.2	Veículo Elétrico - Atualidade e Futuro . . . . .	8
2.1.3	Tipos de Veículo Elétrico . . . . .	9
2.1.4	Exemplos de Veículos Elétricos . . . . .	11
2.2	Vantagens e Desvantagens dos Veículos Elétricos . . . . .	11
2.3	Baterias . . . . .	12
2.4	Taxas de Carregamento . . . . .	14
2.5	Smart Grids e Agentes Agregadores de EV . . . . .	15
2.6	Vehicle to Grid - V2G . . . . .	17
2.7	Projetos sobre Veículos Elétricos . . . . .	19
2.7.1	Merge . . . . .	19
2.7.2	G4V . . . . .	19
2.7.3	Edison . . . . .	20
2.7.4	The EV Project . . . . .	21
2.8	Carregamento não controlado . . . . .	21
2.8.1	Carregamento direto . . . . .	21
2.8.2	Tarifa Bi-horária . . . . .	22
2.8.3	Timed Charging . . . . .	22
2.9	Carregamento controlado . . . . .	22
2.9.1	Smart Charging . . . . .	22
2.9.2	Custo Mínimo . . . . .	23
2.9.3	Estratégia de Controlo Energético Local . . . . .	23
2.9.4	Estratégia de Controlo Energético Global . . . . .	23
2.10	Energia Renovável e EV . . . . .	24
2.10.1	Vantagens e Desvantagens . . . . .	24
2.10.2	Estratégia de Seguimento da Produção Renovável . . . . .	25
2.10.3	Impactos nas redes de Distribuição BT . . . . .	25
2.10.4	Serviços de Sistema . . . . .	26

<b>3</b>	<b>Modelos de Carregamento</b>	<b>27</b>
3.1	Introdução . . . . .	27
3.2	Considerações Técnicas . . . . .	27
3.3	Perfis de Disponibilidade . . . . .	28
3.4	Perfis de Carregamento . . . . .	30
3.4.1	Carregamento Direto . . . . .	31
3.4.2	Custo Mínimo . . . . .	32
3.4.3	Seguimento da Produção Renovável . . . . .	33
3.5	Conclusões do Capítulo . . . . .	37
<b>4</b>	<b>Caso de Estudo</b>	<b>39</b>
4.1	Introdução ao Caso de Estudo . . . . .	39
4.1.1	Rede a considerar . . . . .	39
4.1.2	Quantidade de Veículos presentes na rede . . . . .	40
4.1.3	Alocação dos EV a cada nó da rede . . . . .	41
4.2	Perfis de Microgeração . . . . .	41
4.2.1	Perfis de Produção Eólica . . . . .	41
4.2.2	Perfil de Produção Fotovoltaica . . . . .	44
4.3	Produção Renovável diária . . . . .	46
4.3.1	Perfil 1 . . . . .	46
4.3.2	Perfil 2 . . . . .	47
4.3.3	Perfil 3 . . . . .	47
4.3.4	Perfil 4 . . . . .	48
4.4	Perfis de Consumo BTN . . . . .	48
4.5	Perfis Carregamento . . . . .	51
4.5.1	Carregamento Direto . . . . .	51
4.5.2	Custo Mínimo . . . . .	51
4.5.3	Seguimento da Produção Renovável . . . . .	52
4.5.4	Estratégia Híbrida - Direto com Custo Mínimo . . . . .	56
4.6	Conclusões do Capítulo . . . . .	57
<b>5</b>	<b>Resultados das Simulações</b>	<b>59</b>
5.1	Introdução . . . . .	59
5.2	Metodologia para o Trânsito de Potências . . . . .	59
5.3	Alteração dos diagramas de carga . . . . .	60
5.3.1	Carregamento Direto . . . . .	60
5.3.2	Custo Mínimo . . . . .	61
5.3.3	Estratégia Híbrida . . . . .	62
5.3.4	Seguimento da Produção Renovável . . . . .	62
5.3.5	Alterações na ponta de consumo . . . . .	63
5.4	Impacto na Rede de Distribuição MT . . . . .	65
5.4.1	Perdas totais . . . . .	66
5.4.2	Tensões . . . . .	68
5.4.3	Ocupação das linhas . . . . .	71
5.4.4	Limites violados . . . . .	72
5.4.5	Custo da Energia . . . . .	73
5.4.6	Aproveitamento da produção renovável . . . . .	74
5.4.7	Comparação geral . . . . .	77
5.5	Conclusões do Capítulo . . . . .	79

<b>6</b>	<b>Estudo de perfil multi-critério</b>	<b>81</b>
6.1	Introdução . . . . .	81
6.2	Formulação do Problema de Otimização . . . . .	81
6.3	Conjunto de Soluções não dominadas . . . . .	82
6.3.1	Evolução das Soluções . . . . .	83
6.3.2	Simulação das soluções . . . . .	85
6.3.3	Considerações Finais . . . . .	87
<b>7</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros</b>	<b>89</b>
7.1	Conclusões . . . . .	89
7.2	Temas a desenvolver no futuro . . . . .	90
	<b>Referências</b>	<b>91</b>
<b>A</b>	<b>Anexos</b>	<b>95</b>



# Lista de Figuras

1.1	Dados dos consumos energéticos dos transportes . . . . .	1
1.2	Consumos energéticos por tipo de transporte . . . . .	2
2.1	Vendas de EV nos EUA . . . . .	8
2.2	Diferentes modos de carregamento dos EV . . . . .	9
2.3	Características dos vários tipos de EV . . . . .	10
2.4	Características dos diferentes tipos de bateria . . . . .	13
2.5	Energia e potência específicas das fontes de energia . . . . .	14
2.6	Taxas de Carregamento 1 . . . . .	14
2.7	Taxas de Carregamento 2 . . . . .	15
2.8	Visão convencional . . . . .	18
2.9	Visão V2G . . . . .	18
2.10	Localização das infraestruturas de carregamento do programa EV Project . . . . .	21
3.1	Perfil de chegadas dos EV a um destino . . . . .	28
3.2	Chegadas para carregamento . . . . .	29
3.3	Perfil de carregamento associado ao Carregamento Direto . . . . .	31
3.4	Perfil de carregamento associado ao Custo Mínimo . . . . .	33
3.5	Perfil de carregamento associado ao Seguimento da Produção Renovável . . . . .	35
3.6	Exemplo de estratégia tendo em conta o custo . . . . .	36
3.7	Exemplo de estratégia ignorando custo . . . . .	36
4.1	Rede de Distribuição MT . . . . .	40
4.2	Perfis 1 e 2 de Produção Eólica total . . . . .	42
4.3	Perfis 1 e 2 de Produção Eólica por Parque . . . . .	42
4.4	Perfil 3 de Produção Eólica total . . . . .	43
4.5	Perfil 3 de Produção Eólica por Parque . . . . .	43
4.6	Perfil 4 de Produção Eólica total . . . . .	44
4.7	Perfil 4 de Produção Eólica por Parque . . . . .	44
4.8	Perfil da Produção Fotovoltaica normalizada . . . . .	45
4.9	Perfil 1 . . . . .	45
4.10	Perfil 2 . . . . .	46
4.11	Perfil de Produção Renovável 1 . . . . .	47
4.12	Perfil de Produção Renovável 2 . . . . .	47
4.13	Perfil de Produção Renovável 3 . . . . .	48
4.14	Perfil de Produção Renovável 4 . . . . .	48
4.15	Exemplo de consumo . . . . .	49
4.16	Definição de Classes BTN . . . . .	49
4.17	Consumo Diário da rede . . . . .	50

4.18	Carga diária para estratégia Carregamento Direto - 2400 EV . . . . .	51
4.19	Carga diária para estratégia Custo Mínimo - 2400 EV . . . . .	52
4.20	Perfis de Consumo para o Perfil 1 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1 . . . . .	53
4.21	Perfis de Consumo para o Perfil 1 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2 . . . . .	53
4.22	Perfis de Consumo para o Perfil 2 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1 . . . . .	54
4.23	Perfis de Consumo para o Perfil 2 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2 . . . . .	54
4.24	Perfis de Consumo para o Perfil 3 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1 . . . . .	54
4.25	Perfis de Consumo para o Perfil 3 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2 . . . . .	55
4.26	Perfis de Consumo para o Perfil 4 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1 . . . . .	55
4.27	Perfis de Consumo para o Perfil 4 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2 . . . . .	55
4.28	Perfis de Consumo para a Estratégia Híbrida . . . . .	56
5.1	Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Carregamento Direto - Parte 1	61
5.2	Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Carregamento Direto - Parte 2	61
5.3	Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Custo Mínimo - Parte 1 . .	62
5.4	Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Custo Mínimo - Parte 2 . .	62
5.5	Alterações ao Diagrama de Cargas para Estratégia Híbrida . . . . .	62
5.6	Alterações ao Diagrama de Cargas para Seguimento da Produção Renovável - Perfis 1 e 2 . . . . .	63
5.7	Alterações ao Diagrama de Cargas para Seguimento da Produção Renovável - Perfis 3 e 4 . . . . .	63
5.8	Perdas para os Perfis 1 e 2 . . . . .	66
5.9	Perdas para os Perfis 3 e 4 . . . . .	67
5.10	Exemplo de perfis de Perdas horárias para Carregamento Direto e Custo Mínimo para perfil 4 . . . . .	68
5.11	Exemplo de perfis de Perdas horárias para Estratégia Híbrida e Seguimento da Produção Renovável para perfil 4 . . . . .	68
5.12	Tensões Mínimas para os Perfis 1 e 2 . . . . .	69
5.13	Tensões Mínimas para os Perfis 3 e 4 . . . . .	69
5.14	Tensões do barramento 65 para Carregamento Direto e Custo Mínimo, para o perfil 3 de produção renovável . . . . .	70
5.15	Tensões do barramento 65 para Estratégia Híbrida e Seguimento da Produção Renovável, para o perfil 3 de produção renovável . . . . .	70
5.16	Trânsito máximo nas linhas para os Perfis 1 e 2 . . . . .	71
5.17	Trânsito máximo nas linhas para os Perfis 3 e 4 . . . . .	71
5.18	Trânsito das linhas 1-2 para Carregamento Direto dos Perfis 3 e 4 . . . . .	72
5.19	Total de limites violados para os Perfis 1 e 2 . . . . .	73
5.20	Total de limites violados para os Perfis 3 e 4 . . . . .	73
5.21	Custo da energia para os Perfis 1 e 2 . . . . .	74
5.22	Custo da energia para os Perfis 3 e 4 . . . . .	74
5.23	Aproveitamento da produção renovável para os Perfis 1 e 2 . . . . .	75



5.24	Aproveitamento da produção renovável para os Perfis 3 e 4 . . . . .	75
5.25	Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 1 para 600 e 1200 EV . . . .	76
5.26	Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 1 para 1800 e 2400 EV . . .	76
5.27	Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 4 para 600 e 1200 EV . . . .	77
5.28	Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 4 para 1800 e 2400 EV . . .	77
6.1	Fronteira de soluções não dominadas . . . . .	83
6.2	Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 1 . . . . .	84
6.3	Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 2 . . . . .	84
6.4	Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 3 . . . . .	85
6.5	Perdas e tensões mínimas das alternativas . . . . .	86
6.6	Limites violados e trânsitos máximos das alternativas . . . . .	86
A.1	Rede de Distribuição MT . . . . .	95
A.2	Dados da Rede em estudo . . . . .	96



# Lista de Tabelas

2.1	Número de Vendas de EV nos EUA . . . . .	8
3.1	Perfil de Disponibilidade por hora de Chegada . . . . .	30
5.1	Hora a que ocorre a ponta de consumo para todas as estratégias . . . . .	64
5.2	Valor da ponta de consumo para todas as estratégias . . . . .	65
5.3	Valor do aumento relativo da ponta de consumo para todas as estratégias . . . . .	65
5.4	Comparação entre estratégias - Cenário 1 com 1200 EV . . . . .	78
5.5	Comparação entre estratégias - Cenário 2 com 2400 EV . . . . .	78
5.6	Comparação entre estratégias - Cenário 4 com 2400 EV . . . . .	78
6.1	Soluções não Dominadas . . . . .	83
A.1	Quantidade de EV em cada nó - 600 EV . . . . .	97
A.2	Quantidade de EV em cada nó - 1200 EV . . . . .	98
A.3	Quantidade de EV em cada nó - 1800 EV . . . . .	99
A.4	Quantidade de EV em cada nó - 2400 EV . . . . .	100
A.5	Potência Fotovoltaica instalada em cada nó - Perfil 1 . . . . .	101
A.6	Potência Fotovoltaica instalada em cada nó - Perfil 2 . . . . .	102
A.7	Preço final médio do Mercado Livre - Julho 2012 . . . . .	103



# Abreviaturas

BEV	Battery Electric Vehicle
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EV	Electric Vehicle
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
G4V	Grid for Vehicles
GEE	Gases de Efeito Estufa
HEV	Hybrid Electric Vehicle
ICE	Internal Combustion Engine
INE	Instituto Nacional de Estatística
MERGE	Mobile Energy Resources in Grids of Electricity
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
PT	Posto de Transformação
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SG	Smart Grid
SOC	State of Charge
TP	Trânsito de Potências
V2G	Vehicle to Grid



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento e Motivação

Na sociedade atual, os transportes e mobilidade representam uma importante parcela das economias mundiais e são algo indispensável à forma como vivemos e nos organizamos. Hoje em dia os transportes representam aproximadamente 30% dos consumos energéticos em Portugal e na Europa [1]. A Figura 1.1 contém os dados referentes ao consumo de energia por setor, mostrando o peso atribuído ao setor dos transportes.

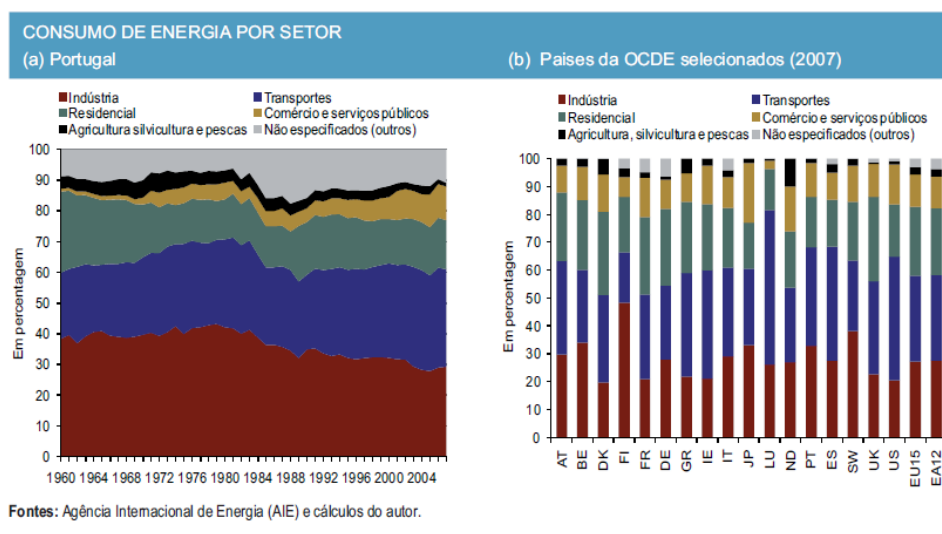


Figura 1.1: Dados dos consumos energéticos dos transportes [1]

Como pode ser observado na Figura 1.2, é nos transportes rodoviários, que também são os mais numerosos, que se encontra mais de 90% do consumo energético destinado à mobilidade.

Os veículos rodoviários que dominam por completo o mercado são os de Motor de Combustão Interna ou Internal Combustion Engine (ICE), cujo processo de transformação da fonte primária em trabalho leva à sua contribuição para a emissão de gases poluentes e consequentemente para

o efeito estufa, com efeitos muito prejudiciais ao ambiente. Os gases de escape são constituídos essencialmente por Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ), Monóxido de Carbono ( $CO$ ), Hidrocarbonetos ( $HC$ ), Dióxido de Enxofre ( $SO_2$ ), Óxidos de Nitrogénio ( $NO_x$ ).

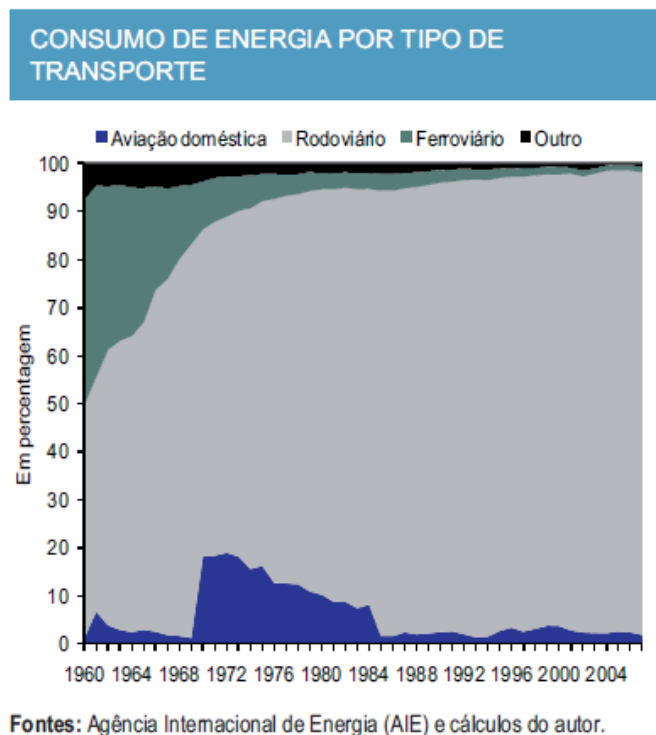


Figura 1.2: Consumos energéticos por tipo de transporte [1]

O efeito de estufa consiste na absorção de parte da radiação infravermelha emitida pela superfície terrestre pelos gases de efeito estufa (GEE), impedindo que se escoe demasiado calor para o espaço. Este é um processo natural, e sem o qual não seria viável a existência de vida na Terra, mas o problema que se põe é que com o aumento das emissões dos GEE, tais como o Dióxido de Carbono, a retenção de calor tem-se tornado excessiva. Existem 7 gases que, segundo o Protocolo de Quioto [2], devem ver as suas emissões reduzidas com vista ao efeito estufa: Dióxido de Carbono, Óxido Nitroso ( $NO_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Clorofluorcarbonetos ( $CFC$ ), Perfluorcarbonetos ( $PFC$ ), Hidrofluorcarbonetos ( $HFC$ ) e Hexafluoreto de Enxofre ( $SF_6$ ). Dos sete gases referidos, o Dióxido de Carbono e Metano estão presentes nos gases de escape dos veículos de tecnologia ICE. É neste enquadramento que surge a alternativa do Veículo Elétrico ou Electric Vehicle (EV): este apresenta-se como uma tecnologia limpa, pois as emissões poluentes de um motor elétrico são inexistentes. Outra vantagem vinda do uso da tecnologia do EV consiste numa menor dependência dos combustíveis fósseis, cujos preços e reservas são atualmente um problema, se as baterias forem carregadas com recurso a energia renovável.

Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) enfrentam atualmente novos desafios relacionados com a esperada integração massiva de EV no futuro, comprovado pelo objetivo de se atingir o



milhão de veículo elétricos nos Estados Unidos da América em 2015 [3], ou então por um estudo de mercado que prevê que no período compreendido entre 2010 e 2015 serão comercializados um total de 1 milhão de EV e serão instalados 4,7 milhões de pontos de carregamento das baterias a nível mundial [4]. A maior integração dos EV refletir-se-á numa mudança de paradigma em termos energéticos, passando a ser a eletricidade a fonte de energia mais usada para a mobilidade humana, em vez dos combustíveis fósseis, havendo no entanto alguma parte desta energia elétrica a ter como fonte primária de energia a queima dos combustíveis fósseis em centrais térmicas. Ainda assim, um esperado aumento da penetração das Energias Renováveis levará a uma diminuição das fontes de energia dependentes dos combustíveis fósseis dos diagramas de carga.

Um outro tipo de fonte de energia primária a ter em conta é o hidrogénio, utilizado nos Fuel Cell Vehicles (FCV). Os motores utilizados neste tipo de veículos são elétricos, sendo a produção de eletricidade obtida através de uma pilha de combustível. À semelhança dos EV, estes são também capazes de produzir energia elétrica e caso esteja preparado para tal, poderá fornecer eletricidade às redes.

A integração do EV no quotidiano já não é uma miragem, havendo bastantes projetos nacionais ou internacionais dedicados a esta área, nomeadamente o Merge [5], G4V[6], Edison [7], The EV Project [8] entre outros.

Como resultado de tudo que foi atrás enunciado, surge a necessidade de se analisar os impactos que um aumento da frota de EV terá nas redes elétricas, e neste caso particular, os impactos ao nível da distribuição, assumindo também uma maior integração da produção renovável. A integração dos EV nas redes de distribuição poderá ser conciliada com a introdução de maior produção renovável a nível local na medida em que se podem utilizar estratégias de carregamento que explorem as vantagens da produção dispersa, e sendo um assunto pouco explorado surge o interesse de se estudar os impactos de se seguir uma estratégia de seguimento da produção renovável local para carregar as baterias do EV.

## 1.2 Objetivos

O objetivo central deste trabalho consiste no estudo do impacto da presença conjunta de Veículos Elétricos e Produção Renovável numa rede de Distribuição de Média Tensão. Os impactos referem-se a aspetos técnicos do bom funcionamento das redes como perdas, perfis de tensão ou existência de congestionamentos nas linhas, e procura-se fazer uma ligação entre o carregamento dos EV e existência da produção renovável a nível local de modo a coordená-los com vista a obter melhores níveis de funcionamento das redes. O custo da energia consumida e o aproveitamento da produção renovável para efetuar o carregamento são outros dos aspetos a ter em conta como critérios de avaliação dos resultados das simulações a fazer.

Os impactos das diferentes estratégias de carregamento dos EV serão o foco principal desta dissertação, pelo que serão consideradas várias estratégias com o intuito de fazer comparações de resultados entre estas, de modo a conhecer as vantagens e desvantagens associadas a cada uma delas.

Procura-se saber de que tipo de estratégia se pode adotar para permitir a integração de quantidades elevadas de EV nas redes de Distribuição MT em cenários onde se inclui a produção renovável a nível local.

As estratégias mais conhecidas serão também estudadas, nomeadamente o carregamento direto e custo mínimo, com vista a analisar as vantagens ou desvantagens decorrentes da conciliação entre produção renovável e carregamento dos EV.

Por fim, são aqui listados os objetivos de forma sucinta:

- Definir vários modelos de carregamento dos EV;
- Procurar conciliar o carregamento dos EV com a disponibilidade de energia renovável nas redes de Distribuição MT;
- Analisar os impactos da presença dos EV e produção renovável num caso de estudo de uma rede MT;
- Comparar as soluções obtidas para as diferentes estratégias de carregamento.

### 1.3 Estrutura da Dissertação

A estrutura da dissertação divide-se em 7 capítulos, Referências e Anexos, de acordo com a seguinte estrutura:

No capítulo 1 é feita uma introdução ao tema a desenvolver e no qual se encontram o Contexto e Motivação para a dissertação, assim como os Objetivos pretendidos.

No capítulo 2, referente ao Estado da Arte, é descrita informação relativa aos EV em geral, com o principal ênfase nas estratégias de carregamento mais conhecidas. O capítulo contém uma breve explicação da origem dos EV desde a sua invenção até à atualidade. É feita a descrição dos diferentes tipos de EV, sendo apresentados alguns exemplos de mercado. As vantagens e desvantagens associadas aos EV são também abordadas assim como os diferentes tipos de baterias existentes são descritos neste capítulo, e os seus diferentes tipos de carregamento. Também são referidos impactos previsíveis nas redes e são abordados os temas das Smart Grid e Vehicle to Grid. De modo a entender-se melhor o que já está a ser feito nesta área também estão incluídos vários projetos referentes à mobilidade elétrica com as suas conclusões. Por fim, são referidas as diferentes estratégias de carregamento obtidas após revisão bibliográfica e os efeitos da presença de energia renovável e EV nas redes de Distribuição.

No capítulo 3 encontram-se os perfis de disponibilidade para carregamento assim como a modelização das estratégias de carregamento. No início do capítulo é feita uma pequena nota introdutória, seguida de considerações técnicas tidas para os carregamentos das baterias. Os perfis de disponibilidade são apresentados para todos os EV presentes na rede e constituem uma restrição ao seu carregamento. São descritos 3 modelos de carregamento, nomeadamente o carregamento direto, o de custo mínimo e o seguimento da produção renovável. Para cada estratégia são explicados os problemas de otimização a resolver, assim como as restrições a cada um. Por fim, são

apresentados exemplos de carregamento para as estratégias, com o objetivo de auxiliar à interpretação dos modelos.

No capítulo 4 é apresentado o caso de estudo da dissertação. São apresentados a rede de distribuição MT para o estudo, assim como a quantidade de EV na rede e sua afetação por nó. Os perfis de produção renovável são incluídos de seguida, tanto o fotovoltaico como o eólico, assim como o perfil de consumo de base. De seguida são mostrados os perfis de carregamento para cada estratégia e para cada nível de integração do EV na rede, sendo feita uma análise da estratégia. Neste capítulo é também incluída uma estratégia híbrida, consistindo de conciliar o carregamento direto com o custo mínimo. O capítulo termina com uma conclusão geral.

O capítulo 5 é iniciado com a descrição da metodologia seguida e contém os resultados mais relevantes das simulações feitas. Todos os parâmetros importantes são incluídos neste capítulo, bem como as alterações ao diagrama de cargas de base. Os resultados são explicados e são analisados os pontos fortes e fracos de cada estratégia.

Passando ao capítulo 6, é feita uma análise multi-critério entre o custo da energia e o aproveitamento da produção renovável, na sequência dos resultados do capítulo anterior.

Finalmente, no capítulo 7 são apresentadas as conclusões finais deste trabalho, assim como potenciais trabalhos a desenvolver de futuro devido aos resultados e conclusões obtidas.



## Capítulo 2

# Carregamento do Veículo Elétrico

### 2.1 Veículo Elétrico

#### 2.1.1 Veículo Elétrico - História

O início da história dos EV remonta a meados do século XIX, altura em que estes veículos eram bastante populares, tendo atingido o valor máximo da sua produção nos anos 20 (em 1912), já no século XX [9]. No entanto devido ao seu preço mais elevado, menor velocidade máxima e menor autonomia, quando comparado com os veículos com Motor de Combustão Interna (ICE), sempre estiveram longe de ser a primeira opção para o transporte terrestre, apenas voltando a ter relevo no início do século XXI devido à necessidade de encontrar alternativas aos veículos ICE devido a problemas que foram surgindo, tais como o aumento dos preços do petróleo, bem como a degradação do ambiente com as emissões de gases de escape poluentes libertados pelos ICE. Atualmente, os ICE dominam por completo o panorama mundial da mobilidade.

O EV não tem um inventor bem definido, pois é atribuída a várias pessoas a sua invenção pelo que não se pode afirmar com certeza quem criou o primeiro modelo. Nos finais do século XIX, a França e Grã-Bretanha foram os primeiros países a apoiar o desenvolvimento e expansão desta forma de transporte, sendo seguidos pelos EUA no início do século XX. Esta foi a época dourada dos EV, produzindo-se modelos de vários tipos, desde carros mais simples a outros desenhados a pensar nas classes altas da sociedade.

Com a melhoria das estradas nos países mais desenvolvidos, surgiu a necessidade de maior autonomia dos transportes, algo que os EV não eram capazes de proporcionar. O baixo preço do petróleo e a sua maior exploração, em conjunto com a produção em massa de veículos de ICE levou a que os EV fossem postos de parte, sendo a sua produção praticamente abandonada após os anos 20 do século XX.

Apenas nos anos 70 se voltou a explorar mais o tema da mobilidade elétrica, fruto do aumento dos preços dos combustíveis fósseis e receio de as reservas dos mesmos se esgotarem, assim como uma maior consciencialização para o tema das preocupações ambientais [10]. Ainda assim, o interesse gerado em volta desta alternativa aos veículos de tecnologia ICE não foi o suficiente para se fazer algo relevante.

A evolução até ao século XXI foi bastante lenta, só havendo um interesse mais generalizado nos anos mais recentes.

### 2.1.2 Veículo Elétrico - Atualidade e Futuro

Segundo um estudo feito em 2011 pela Deloitte [11], no qual se procura analisar as expectativas dos consumidores em relação aos EV, verificou-se que menos de 4% dos inquiridos, para cada país analisado, se encontram satisfeitos em termos de autonomia, tempo de carregamento e preço de aquisição quando comparado o EV às alternativas de mercado atuais. Estes são os 3 aspetos principais a sofrer evolução, com vista a tornar o EV numa alternativa competitiva e facilitar a sua integração no mercado.

Nos últimos anos tem-se vindo a verificar uma progressiva integração desta tecnologia, sobretudo no que toca aos Hybrid Electric Vehicle que representam a maior percentagem dos EV vendidos.

Tabela 2.1: Número de Vendas de EV nos EUA

Ano	Quota de Mercado dos EV (%)	Hybrid Electric Vehicles	Plug-In Hybrid Electric Vehicles	Battery Electric Vehicles
2010	2,37	274210	326	19
2011	2,23	266329	7671	10064
2012	3,38	434645	38584	14251

Até ao mês de Fevereiro de 2013 já se contabilizam perto de 80 mil EV comercializados nos EUA, como de pode ver na Figura 2.1, e verifica-se uma tendência para o aumento das suas vendas desde 2010, ainda que a crise financeira mundial limite um pouco este crescimento.

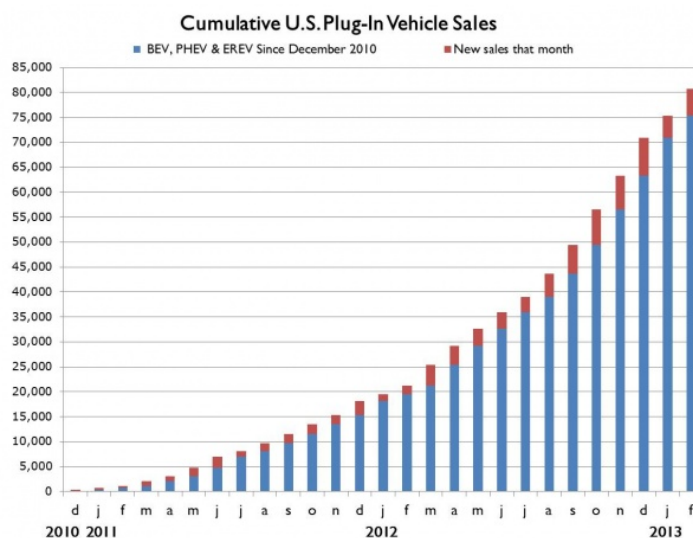


Figura 2.1: Vendas de EV nos EUA [11]

Existem atualmente várias tecnologias associadas ao carregamento das baterias, podendo este ser feito em menos de 30 minutos ou durar quase um dia completo, como pode ser visto na Figura 2.2.

	Normal chargers		Rapid chargers
	Level 1	Level 2	Level 3
Voltage	110-120	208-240	480
Charge power (kW)	1.8-1.9	<= 14.4	30-250
Estimated charge time	10-20 hours	3-8 hours	< 30 minutes
Estimated price	~ US\$1,000	US\$500-3,000	US\$17,500-50,000
Comments	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Appropriate for small battery packs such as in partial hybrid electric vehicles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ideal and cost-effective for most EV charging applications</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Most expensive and most stressful for the grid</li> <li>• Shortens battery life</li> </ul>

Figura 2.2: Diferentes modos de carregamento dos EV [11]

### 2.1.3 Tipos de Veículo Elétrico

Os EV podem dividir-se em 4 tipos principais. Segundo [5], os 2 tipos de EV a ser mais comercializados de futuro serão:

- **Pure Electric Vehicles** (comummente apelidados de EV), que são movidos exclusivamente a energia elétrica armazenada nas baterias. Estes podem também ser designados de BEV (Battery Electric Vehicle);

- **Plug-in Hybrid Electric Vehicles** (PHEV), que são veículos que para além de serem movidos a energia elétrica, também produzem energia mecânica a partir de motores de combustão interna. O motor principal é o elétrico, sendo que o de combustão interna apenas serve de backup.

Para além destes 2, existem também:

- **Fuel Cell Electric Vehicles** (FCEV), movidos a hidrogénio. O seu motor é elétrico, e a potência mecânica é obtida a partir de uma pilha de combustível;

- **Hybrid Electric Vehicles** (HEV), são também híbridos, tais como os PHEV, com a diferença de a maior parte da potência ser obtida a partir do motor de combustão interna. O motor elétrico é usado sobretudo quando há necessidade de um extra de potência, podendo ser também funcionar como gerador, armazenando energia a partir das travagens;

A abreviatura EV será daqui em diante utilizada para agrupar todos os veículos elétricos do tipo Plug-in Electric Vehicle, que incluem os BEV e PHEV.

Num futuro mais próximo, é expectável que o PHEV seja mais procurado devido a ser uma boa opção para a transição entre a mudança de paradigma, enquanto o BEV será uma opção com vista ao mais longo prazo. Isto decorre do facto de ser ainda bastante cómoda a utilização dos

combustíveis fósseis para abastecer os veículos, e devido à ainda baixa autonomia das baterias e necessidade de desenvolver infraestruturas para o carregamento das mesmas. A falta de infraestruturas de carregamento, maior custo e inércia dos consumidores em mudar leva a que a transição seja lenta.

Temas como a necessidade de redução das emissões de  $CO_2$ , o aumento descontrolado dos preços dos combustíveis fósseis ou a criação de incentivos fiscais poderão ter um impacto relevante no avanço da tecnologia dos EV.

Na Figura 2.3 estão listadas várias características associadas aos vários tipos de veículo. De referir que os PHEV e HEV foram neste caso agrupados em conjunto devido a terem várias características em comum.

Verifica-se que todos os tipos tem sistema de propulsão elétrico, podendo ou não ser o motor principal. Para os BEV, os principais desafios prendem-se com o carregamento das baterias e autonomia, estrutura de carregamento e os custos associados ao investimento numa tecnologia deste tipo e é neste tipo de EV que a dissertação se foca. OS FCEV têm motor elétrico mas o seu combustível é o hidrogénio, não havendo ligação à rede elétrica para carregar tal como os outros 2 exemplos listados na figura, não estando desta forma relacionado com o tema da dissertação.

Types of EVs	Battery EVs	Hybrid EVs	Fuel Cell EVs
<b>Propulsion</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electric motor drives</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electric motor drives</li> <li>Internal combustion engines</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electric motor drives</li> </ul>
<b>Energy system</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Battery</li> <li>Ultracapacitor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Battery</li> <li>Ultracapacitor</li> <li>ICE generating unit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuel cells</li> <li>Need battery / ultracapacitor to enhance power density for starting.</li> </ul>
<b>Energy source &amp; infrastructure</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Electric grid charging facilities</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gasoline stations</li> <li>Electric grid charging facilities (for Plug In Hybrid)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hydrogen</li> <li>Hydrogen production and transportation infrastructure</li> </ul>
<b>Characteristics</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zero emission</li> <li>High energy efficiency</li> <li>Independence on crude oils</li> <li>Relatively short range</li> <li>High initial cost</li> <li>Commercially available</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Very low emission</li> <li>Higher fuel economy as compared with ICE vehicles</li> <li>Long driving range</li> <li>Dependence on crude oil (for non Plug In Hybrid)</li> <li>Higher cost as compared with ICE vehicles</li> <li>The increase in fuel economy and reduce in emission depending on the power level of motor and battery as well as driving cycle.</li> <li>Commercially available</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zero emission or ultra low emission</li> <li>High energy efficiency</li> <li>Independence on crude oil (if not using gasoline to produce hydrogen)</li> <li>Satisfied driving range</li> <li>High cost</li> <li>Under development</li> </ul>
<b>Major issues</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Battery and battery management</li> <li>Charging facilities</li> <li>Cost</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Multiple energy sources control, optimization and management.</li> <li>Battery sizing and management</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuel cell cost, cycle life and reliability</li> <li>Hydrogen infrastructure</li> </ul>

Figura 2.3: Características dos vários tipos de EV [12]



### 2.1.4 Exemplos de Veículos Elétricos

Hoje em dia há já um razoável número de EV disponíveis no mercado. Uma das opções é o Nissan Leaf, um modelo que leva 8 horas a carregar no modo de carregamento normal, isto é, à tensão 230V e com uma corrente de 16 A. O seu carregamento pode ser feito também em corrente contínua, a uma potência de 50kW, levando o State of Charge (SOC) dos 0 aos 80% em menos de 30 minutos. A Nissan apresentou cerca de 10 mil exemplares vendidos nos EUA, no ano de 2011, sendo um número que se espera vir a aumentar.

O Chevrolet Volt foi o EV que mais vendas teve nos EUA, com números a rondar os 23 mil exemplares vendidos. Este modelo é híbrido, tendo uma bateria de iões de Lítio, capaz de armazenar 16,5kWh.

A Mitsubishi tem também um modelo elétrico, o i-MiEV, que leva cerca de 7 horas a carregar no modo normal (230 V- 16 A), mas que à semelhança do modelo da Nissan pode ser carregado em menos de 30 minutos em corrente contínua, no denominado Carregamento Rápido.

Há também uma opção da Renault, o Fluence. Este EV leva entre 6 a 9 horas a carregar nas condições anteriormente referidas.

Tendo um público-alvo bastante diferente dos anteriores veículos listados, o Tesla Roadster da Tesla Motors apresenta-se como um veículo elétrico de luxo. Apresenta uma autonomia de quase 400 km, e uma velocidade máxima a rondar os 200km/h. O Tesla Roadster apresenta 3 tipos de carregamento, sendo o mais rápido feito em cerca de 4 horas a uma corrente máxima de 90 A. A opção de carregamento doméstica, mais lenta, levará mais de 30 horas a atingir os 100% de SOC, a uma potência máxima de 1,8kW (15 A, tensão de 120V).

## 2.2 Vantagens e Desvantagens dos Veículos Elétricos

No atual panorama mundial, os EV constituem uma mais-valia face à necessidade de redução da dependência dos combustíveis fósseis, cujos preços são muito voláteis e têm vindo a aumentar nos últimos anos. Em termos de sustentabilidade ambiental, apresentam-se como um meio de transporte não poluente, trazendo vantagens à melhoria da qualidade do ar, ruído do tráfego automóvel e redução das emissões de gases de efeito estufa [13].

A possibilidade de a troca de energia se poder fazer nos 2 sentidos (rede para veículo e vice-versa) traz vantagens ao nível de gestão da rede, podendo inclusive um EV fornecer serviços de sistema à rede, nomeadamente reserva. Com a existência de um agente agregador responsável por gerir uma frota de EV, estes podem contribuir para uma maior flexibilidade do SEE quando existe presença de muita produção renovável, cuja intermitência é um problema.

A grande desvantagem dos EV é a sua baixa autonomia e longo tempo de carregamento. Quando feita uma comparação entre EV e ICE, o primeiro perde claramente neste aspeto, pois a sua bateria tem uma autonomia na ordem das centenas de quilómetros e tem uma duração de carregamento dos 0 aos 100% de State Of Charge (SOC) que tipicamente é de 5 ou mais horas, bastante mais lento que o ICE. Num ICE, o abastecimento do tanque de combustível é feito em

poucos minutos num posto de abastecimento, sendo bastante fácil de encontrar um posto para um ICE. Deste modo, não há necessidade de fazer longas paragens para carregar um veículo movido a gasolina ou diesel, sendo possível fazer viagens sem paragens superiores aos tais poucos minutos que leva a abastecer um ICE. A inexistência de postos de carregamento elétricos em diversos locais públicos, ou a não exploração de um sistema de troca de baterias vazias por outras carregadas para caminhos longos são pontos que ainda pendem negativamente para os EV.

No seguimento do parágrafo anterior, a desvantagem referida da baixa autonomia pode nalguns casos não ser problemática, pois segundo um estudo feito na Austrália [14] a maior parte das viagens são de curta distância, não requerendo o consumo de toda a energia armazenada nas baterias. A média de distância das viagens diárias num ano do estudo situa-se nos 32km, bastante inferior à autonomia de uma bateria. O seu carregamento pode ser feito em casa, após a viagem de regresso, havendo assim um período de entre 6 a 12 horas para se carregar a bateria para o dia seguinte, dentro do qual há alguma margem de manobra para se fazer um carregamento controlado.

Um outro tipo de desvantagem será o impacto que a sua expansão poderá ter nas redes de transporte e distribuição ou centrais elétricas caso nada seja feito para evitar as potenciais consequências negativas de uma gestão passiva das frotas de EVs. Num cenário pessimista de ausência de ações para uma melhor integração dos EV nos Sistemas Elétricos de Energia, e assumindo uma passagem de toda energia consumida pelos ICE para os EV, estaria a fazer-se uma deslocação do consumo de combustíveis fósseis dos postos de abastecimento dos ICE para o consumo das centrais térmicas, poluindo o ambiente na mesma devido à queima de mais combustíveis fósseis para produzir eletricidade. É neste contexto que surge a necessidade de conjugar o carregamento dos EV com a produção renovável, como forma de ter uma tecnologia limpa e não apenas uma troca de fonte de poluição sem benefícios ambientais. Para além desta desvantagem, há que ter em conta que um aumento do consumo elétrico pode levar à necessidade de reforçar as redes, tanto de Transporte como Distribuição, caso os limites de corrente sejam atingidos. Com o aparecimento de maior consumo os perfis de tensão também são afetados, havendo maiores quedas de tensão levando a valores de tensão mais baixos. Os valores das perdas serão tão maiores quanto maior for o consumo, devido a serem proporcionais ao quadrado do valor da corrente nas linhas.

Devido ao facto de ser uma tecnologia ainda em crescimento e com pouca dimensão no mercado global, os preços são elevados quando comparados às alternativas existentes, constituindo uma desvantagem dos EV.

## 2.3 Baterias

Os principais tipos de baterias usadas nos EV são as de Ácido-Chumbo, Hidretos metálicos de Níquel, Iões de Lítio e Níquel-Cádmio. As baterias armazenam energia elétrica a partir de processos eletroquímicos, sendo que a sua Energia Específica associada é menor do que a dos combustíveis fósseis, constituindo assim uma fonte de energia que se esgota mais rapidamente por unidade de kg de combustível [12]. As baterias apresentam comportamento não-linear quer

estejam a carregar ou a descarregar. Isto depende de vários aspetos, nomeadamente do seu SOC, capacidade de armazenamento, idade da bateria, taxa de carga/descarga, temperatura, entre outros [15].

As baterias de Ácido-Chumbo são a tecnologia mais antiga das listadas, tendo um preço mais baixo que todas as outras, embora a sua energia específica seja a mais baixa, com valores entre os 30 a 50Wh/kg. A corrente de carregamento é baixa e apresentam os tempos mínimos de carregamento mais elevados.

Em relação às baterias de Níquel-Cádmio, o seu tempo mínimo de carregamento é reduzido, variando entre 1 a 1,5 horas. A sua energia específica é de valor intermédio, de entre as 4 listadas, variando dos 50 aos 80Wh/kg. A sua corrente de carregamento é a mais baixa entre todas.

Uma bateria de Hidretos metálicos de Níquel apresenta como vantagem o baixo impacto ambiental. A sua energia específica pode ir dos 40 aos 100 Wh/kg. O seu preço é dos mais elevados, só sendo superado pelo das baterias de Iões de Lítio. Um dos inconvenientes dos Hidretos metálicos de Níquel é a percentagem de energia descarregada automaticamente em cada mês, a rondar os 30%.

Por fim, as baterias de Iões de Lítio são as que apresentam maior valor de energia específica (160Wh/kg), sendo também a tecnologia mais cara.

Estas características podem ser encontradas sintetizadas na Figura 2.4:

	<b>Lead - Acid</b>	<b>Ni - Cd</b>	<b>Ni - MH</b>	<b>Li ion</b>
<b>Cost</b>	Low	Medium	High	Very High
<b>Specific Energy (Wh·kg<sup>-1</sup>)</b>	30 -50	50 -80	40 -100	160
<b>Voltage per cell</b>	2	1.25	1.25	3.6
<b>Charge current</b>	Low	Very Low	Moderate	High
<b>Cycle number (charge/discharge)</b>	200 - 500	1000	1000	1200
<b>Autodischarge per month (% of total)</b>	Low (5%)	Moderate-High (20%)	High (30%)	Low (10%)
<b>Minimum time for charge (h)</b>	8 - 16	1 – 1.5	2 - 4	2 - 4
<b>Activity requirement</b>	180 days	30 days	90 days	None
<b>Environmental warning</b>	High	High	Low	High

Figura 2.4: Características dos diferentes tipos de bateria [16]

A Figura 2.5 mostra a comparação entre os valores de Energia e Potência Específicas para cada fonte de energia. Do gráfico, conclui-se que as baterias armazenam quantidades energéticas inferiores às dos combustíveis usados nos ICE, mesmo quando comparadas com as baterias de Iões de Lítio cujo valor de energia específica ronda os 160Wh/kg.

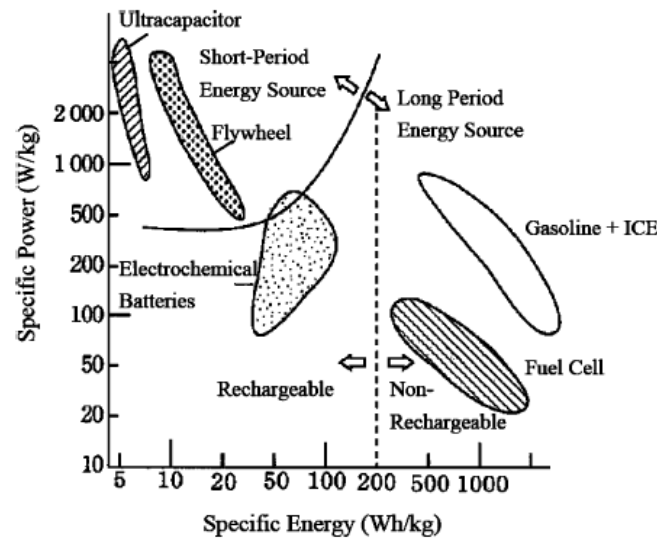


Figura 2.5: Energia e potência específicas das fontes de energia [12]

## 2.4 Taxas de Carregamento

Existem essencialmente 2 modos de carregar os EV, que são o carregamento normal e o carregamento rápido, discriminados no Decreto-lei nº39/2010, publicado no Diário da República em 26 de Abril de 2010. Deste modo, define-se que o Carregamento Normal é aquele no qual os pontos de carregamento possuem uma potência inferior a 40kVA no caso de ser em corrente alternada, ou então 40kW no caso da corrente contínua. Nos casos em que os 40kVA ou 40kW são excedidos para corrente alternada ou contínua, respetivamente, o carregamento é chamado de Carregamento Rápido.

Na Figura 2.6 encontram-se as 2 taxas de carregamento definidas pelo Decreto-lei.

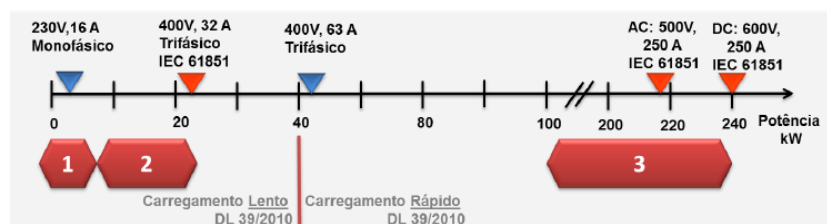


Figura 2.6: Taxas de Carregamento 1[17]

Para além da distinção atrás feita, pode também considerar-se um outro tipo, denominado de Carregamento Doméstico, correspondendo aos casos em que a potência máxima não ultrapasse os 3.7kW.

A Figura 2.7 faz a distinção entre as 3 taxas de carregamento, nomeadamente Doméstico, Normal e Rápido.

		1.Carregamento Doméstico	2. Carregamento “Normal”	3. Carregamento “Rápido”
Potência Máxima		3,7 kW	Até 22/43 kW	Até 240 kW (DC) Até ~220 kW (AC)
Duração da carga	10 kWh	~ 3h	15-30 min	< 5 min
	20 kWh	~ 5,5 h	30-60 min	~ 5 min
	30 kWh	~ 11 h	60-120 min	~ 10 min

Figura 2.7: Taxas de Carregamento 2[17]

## 2.5 Smart Grids e Agentes Agregadores de EV

As Redes Elétricas atualmente existentes foram desenvolvidas de acordo com o tradicional sistema hierarquizado de funcionamento, dividindo o Sistema Elétrico em 4 atividades essenciais, nomeadamente Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização. Deste modo a alimentação das cargas é feita por parte de grandes grupos geradores presentes na Produção, interligados por uma rede de Transporte seguida da Distribuição até à Comercialização, chegando aos consumidores. Assim sendo, o planeamento inicial das redes não teve em conta a possibilidade de haver produção ao nível da Distribuição (não existia até aos anos mais recentes) nem a necessidade de se fazer uma gestão ativa destes novos integrantes do SEE com vista a explorar ao máximo as suas vantagens e não trazer qualquer tipo de novas complicações às redes.

Citando [18] : “*The implementation of more active transmission, distribution and supply systems in the form of Smart Grids is central to the development of the internal market for energy.*” chega-se à conclusão que as redes inteligentes são um tema atual e necessário, cuja integração nas redes elétricas europeias levará ao desenvolvimento do mercado interno de energia.

Uma Smart Grid é o novo conceito que se pretende adotar às Redes Elétricas. Com a sua implementação, as redes passarão a dispor de novas funcionalidades, tais como as seguintes, presentes em [18] :

- Permitir aos consumidores ser parte da otimização da operação do sistema elétrico;
- Fornecer mais informação a clientes e fornecedores de energia;
- Facilitar a ligação e operação de novos geradores de todos os tamanhos e tecnologia, com especial foco na integração em larga escala de Produção Distribuída;
- Acomodar picos de energia renovável, bem como permitir a gestão das cargas;
- Reduzir o impacto ambiental causado pelo SEE;

- Obter informação sobre os impactos da transição para uma fonte de baixas emissões poluentes, fomentando o investimento em planeamento e operações inteligentes em vez de se proceder ao reforço da rede;
- Manter ou melhorar os níveis existentes de fiabilidade, qualidade e segurança do abastecimento;
- Desenvolvimento de novas opções e serviços sem comprometer os serviços já existentes;
- Permitir programas, serviços e produtos sobre a procura de consumo para todos os segmentos de consumidores;
- Promover a integração dos mercados, com vista à criação de um mercado europeu de eletricidade.

Assim sendo, a implementação das SG leva a ganhos na gestão das redes a vários níveis, facilitando a integração dos EV e da Produção Distribuída.

O EV pode ser representado de 2 diferentes formas, do ponto de vista da rede [5]:

- **Cargas simples**, como por exemplo quando os proprietários definem que as baterias devem ser carregadas a uma determinada taxa, sem controlo do carregamento.
- **Cargas dinâmicas/aparelhos de armazenamento**, caso os proprietários definam um intervalo temporal durante o qual o carregamento deve ocorrer, podendo o carregamento ser gerido por uma entidade própria. Esta opção traz benefícios para a rede, pois como estas cargas são mais flexíveis é possível a criação de uma estrutura de controlo que aumenta/diminui a carga consoante necessário para uma melhor gestão da rede.

Ao se tratar o EV como uma carga simples, este representa valores de consumo elevados a nível doméstico, podendo chegar a metade do valor de ponta do consumo normal da habitação. Deste modo, há que ter em conta problemas com congestionamentos das redes, bem como alterações nos perfis de tensão nas redes (tipicamente radiais) e aumento das perdas. Isto será particularmente crítico no caso do carregamento dos EV coincidir com os períodos de ponta de carga, causando também problemas a níveis de perdas e limites das linhas.

Com vista a evitar os problemas associados à ligação dos EV às redes há que procurar estratégias de carregamento inteligente das baterias. Este tipo de estratégias pode passar pelo carregamento tendo em conta os preços da energia elétrica, de modo a minimizar os custos, ou como alternativa criar-se um sistema de gestão técnica de modo a evitar os pontas de consumo, distribuindo as cargas pelas horas de vazio do diagrama de cargas ou ainda recorrer à disponibilidade de energia renovável.

Os EV podem ser utilizados também como aparelhos de armazenamento, na medida em que a energia armazenada nas baterias pode ser usada no sentido bateria-rede, caso o equipamento o permita, levando a ganhos na operação das redes. Este conceito é denominado por Vehicle to Grid ou V2G. A criação de uma nova entidade no SEE, um agregador responsável por gerir o abastecimento de uma frota de EV, permitiria uma melhor gestão de carregamentos e fornecimento de serviços de sistemas por parte dos EV [19]. O agregador estaria encarregado de, mediante as disponibilidades de carregamentos e necessidades do consumidor, encontrar uma solução ideal que seja interessante dos vários pontos de vista (rede, consumidores, produção). Ao ter-se controlo sobre uma frota passa a existir uma carga flexível, cuja dimensão depende do número de EV por frota, permitindo assim atenuar congestionamentos, fornecer serviços de sistema de reserva diminuindo ou cortando a carga, ou também fornecer energia ao sistema.

Segundo [20], um agente agregador capaz de gerir o carregamento dos EV e que seja capaz de fazer ofertas de mercado otimizadas leva a uma diminuição significativa em termos de custos de carregamento das baterias quando comparada ao caso de não haver estratégia para carregar. Ainda segundo a mesma fonte, conclui-se que a participação dos EV na reserva secundária a descer é vantajosa em termos económicos. Tudo isto é muito dependente dos algoritmos de previsão dos preços de mercado, que levarão a melhores resultados se forem mais evoluídos e permitirem uma maior certeza quanto aos valores previstos. A necessidade de se obterem boas previsões e também referida em [21], sendo necessário saber-se quais as variáveis que podem ser previstas e que constituam um ganho adicional em termos de otimização dos carregamentos.

## **2.6 Vehicle to Grid - V2G**

Os EV representam uma nova carga a incorporar no SEE, que pode ser mais ou menos dinâmica. As baterias necessitam de ser carregadas, constituindo um aumento de carga, sem ser capaz de fornecer qualquer tipo de serviços de sistema.

Na Figura 2.8 é apresentada a visão convencional da interligação entre SEE e EV, na qual o EV consome energia da rede para satisfazer as necessidades do utilizador. O EV funciona apenas como recetor de energia, podendo esta ser do tipo elétrico, combustível fóssil, pilhas de combustível ou uma forma híbrida. Dos exemplos listados na figura, apenas os 2 primeiros é que se ligam à rede para carregar, enquanto que o último consome hidrogénio não havendo qualquer ligação à rede elétrica.

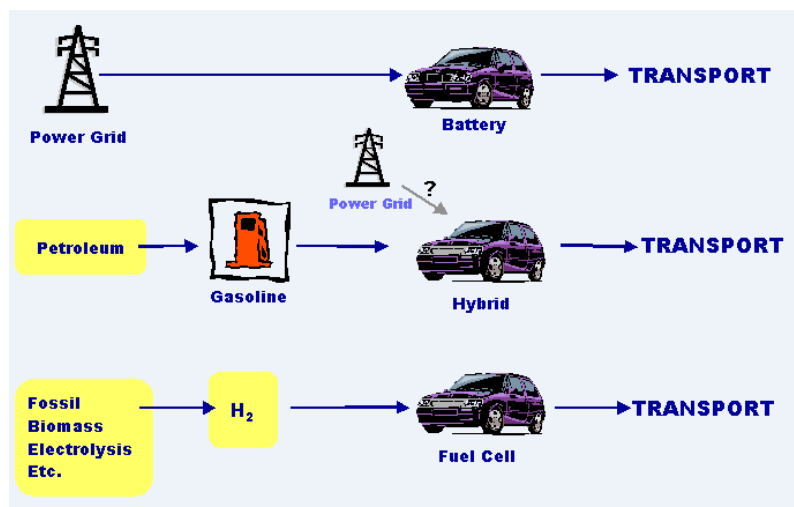


Figura 2.8: Visão convencional[22]

A modernização das Redes Elétricas, o aparecimento de Smart Grids e sobretudo uma integração significativa de EV no futuro poderão potenciar a alteração deste conceito, podendo passar a haver trocas de energia nos 2 sentidos, denominada de Vehicle to Grid (V2G) [23]. Deste modo, surgem benefícios também ao nível da integração da produção renovável, pois a sua variabilidade pode ser atenuada com a capacidade das baterias dos EV poderem fornecer serviços de reserva, associados ao conceito V2G.

Como se pode ver na Figura 2.9, uma diferente abordagem pode ser seguida, passando o EV a efetuar trocas energéticas nos 2 sentidos. O EV é capaz de não ser apenas um elemento recetivo de energia, mas pode também fornecer energia elétrica ao Sistema Elétrico de Energia, o que traz vantagens e permite a incorporação de novas funcionalidades.

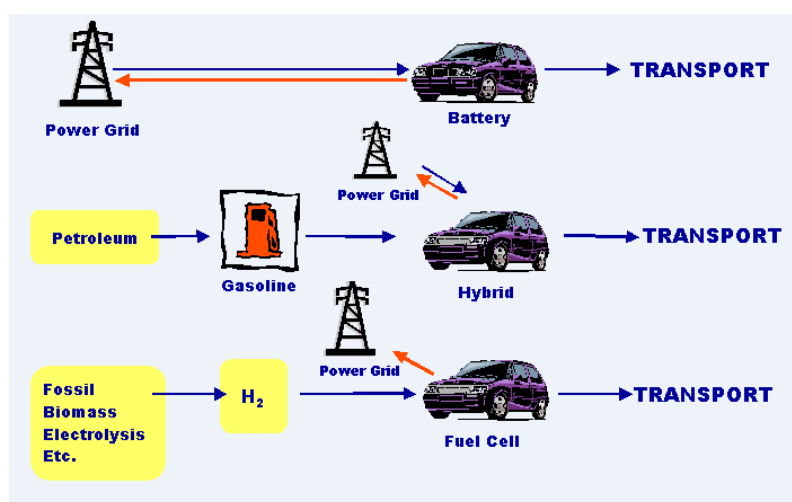


Figura 2.9: Visão V2G[22]



## 2.7 Projetos sobre Veículos Elétricos

### 2.7.1 Merge

O projeto Merge [5] teve como missão fazer uma avaliação dos impactos que os EV terão nos sistemas elétricos de energia, relativamente ao planeamento, operação e funcionamento de mercado. O principal foco do Merge foi o do desenvolvimento conjunto das Smart Grids e dos EV, bem como o aumento da penetração da Energia Renovável.

Os objetivos principais deste projeto incidiram nos seguintes tópicos:

- Desenvolver um conceito de gestão e controlo e fazer o levantamento de potenciais estratégias de controlo inteligente, quer centralizado ou descentralizado, recorrendo aos conceitos das SmartGrids;
- Fornecer informação sobre o comportamento dos sistemas de potências com grande penetração de EV e produção renovável intermitente;
- Analisar os impactos na geração e infraestruturas do SEE advindos da presença em simultâneo de EV e produção renovável intermitente, tendo em conta possíveis investimentos necessários;
- Identificar a melhor forma de incluir os EV nos mercados de eletricidade;
- Procurar a criação de incentivos fiscais e regulamentação relativamente aos EV;
- Fornecer informação quantitativa relativa a perfis de consumo, padrões de trânsito de potência bem como análise de perdas, perfis de tensão e sobrecargas dos equipamentos;
- Por fim, promover uma avaliação dos impactos obtidos da implantação do conceito Merge.

### 2.7.2 G4V

O G4 [6] teve como missão proporcionar um conjunto de recomendações que procurarão ajudar a desenvolver um SEE inteligente na Europa com a inclusão em massa dos EV.

Este projeto teve como objetivos:

- Desenvolver um método analítico para avaliar o impacto da integração em massa dos EV nas redes elétricas;
- Elaborar recomendações para modernizar as infraestruturas das redes e soluções de tecnologia de SI (Sistemas de Informação) para gestão das mesmas;
- Elaborar recomendações para incentivar a mobilidade elétrica;

- Identificar e analisar oportunidades de negócio para os diversos interessados na mobilidade elétrica.

As conclusões obtidas no fim do projeto foram as seguintes:

- As estratégias de carregamento devem ser flexíveis e ajustáveis em relação ao nível de penetração dos EV no mercado;
- A aplicação do conceito Vehicle to Grid (V2G), que consiste em fornecer energia do EV para a rede, não é rentável nesta fase, pelo que se deve primeiro focar nesta fase no carregamento das baterias apenas;
- Em termos de infraestruturas, deve ser promovido o carregamento doméstico (até 3,7kW), complementado com uma rede de postos de carregamento públicos. Estes postos devem ser dedicados ao carregamento rápido, com potências bastante superiores a 3,7kW.

### 2.7.3 Edison

A sigla Edison [7] significa “Electric vehicles in a Distributed and Integrated market using Sustainable energy and Open Networks”, e é um projeto sediado na Dinamarca. O principal objetivo deste projeto consistia em desenvolver soluções para a integração dos EV no SEE tendo em conta aspetos ligados às redes de distribuição, soluções de mercado e promover uma boa interação entre diferentes tipos de tecnologias. O projeto Edison abrange diversas áreas da mobilidade elétrica:

- Desenvolvimento da tecnologia dos EV, nomeadamente a autonomia das baterias ou tomadas, bem como o recurso a padrões de tráfego automóvel para se procurar saber o que os consumidores pretendem dum EV;
- Impacto dos EV nas redes, com vista a permitir a maior integração possível sem comprometer o bom funcionamento das redes;
- Desenvolvimento de um software de gestão do carregamento dos EV;
- Criação de um modelo standard de postos de carregamento rápido e estações de troca de baterias;
- Desenvolvimento de um modelo de comunicação standard entre o utilizador do EV, local de carregamento, interface do Sistema Elétrico de Energia e o próprio EV.

### 2.7.4 The EV Project

Este projeto [8], apoiado pelo Departamento de Energia dos EUA, visa proceder à introdução de infraestrutura relativas ao carregamento dos EV. Atualmente tem já presença em 21 grandes cidades e áreas metropolitanas em 9 estados, e também no Distrito da Columbia. Existem já bastantes pontos de carga dos EV nas maiores cidades do país, construídas pela ECOtality. Tanto a Chevrolet como a Nissan fazem parte deste programa, com o intuito de promover os modelos Volt e Leaf, respetivamente.

Fazem parte deste projeto a recolha e análise de dados referentes ao uso de EV, para variadas condições climáticas e topográficas, com vista a avaliar as infraestruturas de carregamento já existentes. O objetivo principal passa por compreender o que deve ser feito após a integração desta primeira geração de EV com vista a uma maior facilidade em integrar a geração seguinte, que se espera ser de maior dimensão. Na figura 2.10 estão demarcados os estados dos EUA onde foram construídas infraestruturas de carregamento.

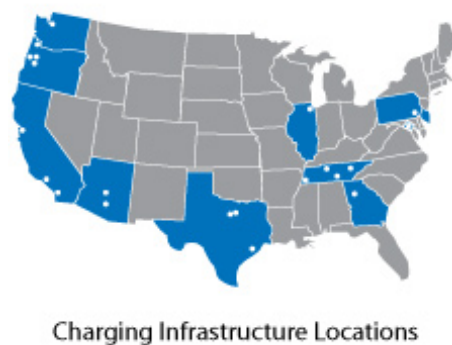


Figura 2.10: Localização das infraestruturas de carregamento do programa EV Project

## 2.8 Carregamento não controlado

### 2.8.1 Carregamento direto

A estratégia Carregamento Direto, ou Direct Charging, consiste em o carregamento dos EV não ser controlado, sendo o utilizador quem escolhe carregar quando lhe é mais conveniente. Seguindo esta opção, há uma total ausência de controlo do carregamento, assim como inexistência de incentivo para se ter um comportamento regrado. Deste modo, os EV terão um comportamento semelhante a uma carga simples, que tipicamente são ligadas maioritariamente entre as 18:00 e as 21:00h durante a semana [24]. Isto acontece devido aos condutores utilizarem o veículo durante o dia, iniciando o carregamento quando chegam a casa de modo a ter a bateria carregada para o dia seguinte. Uma abordagem deste tipo por norma refere-se às situações em que o preço é constante, pelo que o consumidor não tem interesse em carregar em nenhuma hora específica em termos económicos.

Esta estratégia vai então aumentar a ponta de consumo, tipicamente entre as 18:00 e 21:00h, que pode ser prejudicial quer em termos de perdas ou sobrecarga dos equipamentos (linhas, transformadores, etc). Caso se adote esta de estratégia, surge a necessidade de se reforçarem tanto as redes para evitar as sobrecargas, como a própria potência instalada devido ao aparecimento de pontas de consumo mais elevadas do que sem os EV.

O Carregamento Direto é também conhecido por Dumb Charging, por refletir uma ausência total de estratégia e ignorar as consequências de tal comportamento.

### **2.8.2 Tarifa Bi-horária**

À semelhança do Carregamento Direto, neste cenário os consumidores não têm quaisquer restrições ao carregamento dos seus veículos, sendo livres de decidir quando o fazem. A grande diferença reside na existência de opções de faturação que apresentam preços diferentes para certos períodos, tipicamente apresentando preços mais atrativos nas horas de vazio, que por norma ocorrem de noite [19]. Deste modo, há incentivo ao carregamento noturno, aliviando o consumo nas horas de ponta. Esta opção terá sempre de ter em conta que há uma total ausência de controlo sobre os carregamentos, dependendo sempre da vontade e imprevisibilidade do consumidor, exceto se houver alguma entidade responsável por fazer os carregamentos seguindo esta estratégia.

Um aspeto negativo a ter em conta com esta opção é a de, devido ao preço mais baixo e numa rede com elevada integração de EV, haver um número muito elevado de baterias a serem carregadas nestas horas. A opção de seguir esta estratégia pode levar a que haja maior número de EV a carregar em simultâneo do que no caso do carregamento direto. Isto ocorre devido aos EV carregarem nas horas mais atrativas, podendo haver situações em que praticamente todos os EV estão a ser carregados em simultâneo [25].

### **2.8.3 Timed Charging**

Seguindo esta opção [24], os EV terão um horário definido para ser carregados, correspondendo aos períodos de menor procura no consumo, com o fim de evitar sobrecarregar as redes. Nesta situação é comum separar-se os EV em 2 grupos: os que são carregados monofasicamente e os que o são no modo trifásico. Os estudos efetuados por esta fonte mostram que este cenário traz vantagens significativas em termos de atenuação pontas de consumo quando comparado com a estratégia de carregamento direto.

## **2.9 Carregamento controlado**

### **2.9.1 Smart Charging**

A estratégia de Smart Charging procura a criação de um sistema de gestão ativa dos carregamentos, existindo uma figura responsável por definir quando é feito o carregamento de cada EV ou grupo de EVs. Os elementos ligados à rede são continuamente monitorizados, explorando conceitos semelhantes aos usados na gestão de Micro-Redes e Multi-Micro-Redes [26]. Com uma

gestão deste tipo, consegue-se uma mais eficiente utilização dos recursos energéticos disponíveis. As restrições de sobrecargas dos elementos ou limites de tensão são controlados pelo operador do sistema. O carregamento é feito num dado intervalo de tempo, definido pelo consumidor, com uma dada lista de prioridades e necessidade da bateria carregada. A gestão tem em conta variáveis como a distância das viagens, tempos de utilização, preços da energia e potência disponível no SEE [4]. Desta maneira, os veículos não são todos carregados ao mesmo tempo, havendo menores pontas de consumo e possibilidade de introduzir mais EV's nas redes sem necessidade de fazer investimentos nestas. Há possibilidade de fazer deslocamento de cargas em tempo para horas em que haja maior interesse, o que se torna útil quando existe produção renovável nas redes.

Um inconveniente deste tipo de estratégia é a não-aceitação pelos consumidores de perderem o controlo do carregamento dos seus veículos para uma entidade responsável por gerir uma dada área associada a um grupo de EV. A criação de incentivos económicos pode ser uma opção a seguir [26].

### **2.9.2 Custo Mínimo**

Uma estratégia de carregamento controlado pode definir-se como sendo uma estratégia que pretenda minimizar algo, e é nessa medida que aparece uma variante do Smart Charging, aqui denominada de Custo Mínimo.

Esta estratégia consiste em carregar os EV de forma inteligente procurando recorrer aos valores da energia em mercado para efetuar os carregamentos e tentar minimizar o custo total diário associado à energia consumida pelas baterias. Deste modo o valor global da operação será mais barato e os carregamentos serão efetuados maioritariamente nas horas de menor consumo do sistema. O carregamento de cada EV é controlado pelo agregador da frota de EV e este tipo de estratégia assume a existência de mecanismos de previsão de preços e acesso a essa informação por parte dos agregadores.

### **2.9.3 Estratégia de Controlo Energético Local**

O programa de carregamento [27] é neste caso feito individualmente para cada veículo, sendo definido quando se liga o veículo, para uma dada hora estimada de utilização do mesmo. O controlo local é responsável por definir quando e qual a taxa de carregamento das baterias, baseado na previsão de carga doméstica. Deste modo, o consumo energético é otimizado localmente, para cada habitação doméstica, sendo no entanto ignorados quaisquer impactos que esta nova carga terá a nível mais global, podendo haver novas pontas de consumo geradas por esta estratégia.

### **2.9.4 Estratégia de Controlo Energético Global**

Este controlo [27], comparativamente ao anterior, coordena o processo de carregamento das baterias de múltiplos veículos presentes numa área residencial (entre 100 a 200 casas). Tal como o processo de controlo local, esta estratégia passa por otimizar o processo de carregamento das baterias mas a programação dos processos é feita tendo em conta o volume global da carga. Com

este processo evita-se a criação de novas pontas de carga a nível da área residencial, mas podem aparecer outras a nível local.

## **2.10 Energia Renovável e EV**

### **2.10.1 Vantagens e Desvantagens**

Atualmente verifica-se uma maior incorporação de produção renovável nas redes de distribuição, podendo explorar-se a sua maior integração para favorecer a inclusão dos EV nas redes. A produção renovável traz como vantagem a redução das emissões de GEE pelo motivo de a produção de energia para a mobilidade ser de fonte renovável, ao invés de provir de combustíveis fósseis para alimentação dos motores ICE ou de centrais que produzem eletricidade a partir da queima de combustível como as térmicas.

A nível global, a produção de energia renovável leva a que a energia consumida para a mobilidade minimize os impactos ambientais devido aos seus baixos níveis de emissões poluentes, tal como referido em [28]. Se conciliarmos a maior integração dos EV, e consequente decréscimo da presença de ICE nas estradas, com uma forte penetração de renováveis ter-se-á uma deslocação de consumos que previamente tinham como fonte de energia os combustíveis fósseis para fontes renováveis, tais como a energia eólica e fotovoltaica, reduzindo as emissões de GEE trazendo melhorias significativas para maiores níveis de EV nas redes e produção renovável instalada nas redes.

A incorporação de produção distribuída nas redes de distribuição permite obter valores de perdas inferiores quando comparado com a estrutura tradicional de organização das redes, na qual não existia produção ao nível das redes de distribuição [29], [30]. Este efeito leva a concluir que poderá ser vantajoso deslocar os consumos dos EV para horas em que haja maior produção renovável para beneficiar das vantagens da produção distribuída.

Segundo [31], os estudos efetuados apontam que a conjugação dos 2 elementos referidos numa rede, EV e renováveis, pode trazer oportunidades a nível ambiental e de capacidade energética das redes, embora se deva ter em conta a incerteza associada à produção renovável e carga dos EV. A existência de excesso de energia renovável em relação ao consumo pode ser um dos aspetos chave, na medida em que este deve ser gerido inteligentemente, aproveitando as potencialidades que a flexibilidade que a carga/descarga dos EV apresenta, como forma de mitigar o desperdício de eletricidade produzida que será armazenada nas baterias das frotas de EV [32]. Um outro aspeto interessante decorrente desta sinergia entre renováveis e EV consiste na hipótese que uma gestão adequada dos 2 recursos pode permitir uma maior integração da mobilidade elétrica nas redes na medida em que se pode conciliar o carregamento dos EV com as alturas em que existe maior produção renovável fazendo com que deste modo não haja necessidade de recorrer a centrais térmicas, e mais poluentes, para responder ao aumento de carga. Esta ligação é particularmente eficaz quando num cenário de forte presença de produção eólica se adota uma estratégia na qual grande parte dos EV são carregados de noite, altura em que a produção eólica é mais forte.

Em [33] é referido que os resultados do estudo feitos levam a concluir que os EV podem permitir uma maior integração de potência de fonte eólica nas redes portuguesas devido a evitar que haja cortes de produção, desperdiçando-se deste modo energia limpa e sem custos de produção.

A nível de desvantagens temos o facto de a produção renovável depender das condições climáticas e não poder ser controlada, sendo necessário recorrer a outros tipos de tecnologia para fazer face ao consumo efetivo quando a produção renovável não for suficiente. A juntar a esta desvantagem há a variabilidade da produção renovável, podendo ocorrer quebras de produção renovável em curtos períodos de tempo o que pode originar desvios de frequência.

### 2.10.2 Estratégia de Seguimento da Produção Renovável

A conjugação do carregamento das baterias dos EV com a disponibilidade de produção renovável pode ser uma estratégia a seguir.

Hoje em dia já é possível obter previsões bastante fiáveis dos perfis de produção renovável e, seguindo uma aproximação de Smart Charging, pode conjugar-se a necessidade de carregar os EV com a disponibilidade de produção renovável esperada para um certo período, deslocando as cargas associadas às baterias para as alturas de maior geração renovável. Assim, estamos não só a obter ganhos em termos de perdas (supondo um nível relevante de microgeração), mas também ambientais devido à menor utilização das centrais térmicas e consequentes agentes poluentes.

Ao seguir esta estratégia está-se a orientar a carga em função da produção, o oposto do conceito de *Load-Following*, apenas possível para cargas com flexibilidade em termos de horário.

### 2.10.3 Impactos nas redes de Distribuição BT

Em [34] refere-se que numa rede de distribuição de BT com presença de produção distribuída os consumos das baterias dos EV podem ser suportados pela produção renovável existente, embora haja necessidade de se criarem mecanismos de gestão dos carregamentos para incorporar uma alta penetração de EVs nas redes, ao ponto de ser feita a substituição dos ICE pelos veículos elétricos.

Segundo um caso de estudo efetuado na Dinamarca [35], os principais efeitos da carga e descarga dos EV numa rede de Baixa Tensão prendem-se com os limites de tensão. É referido que os limites inferiores são ultrapassados quando os EV estão a carregar e os superiores quando descarregam para a rede. A presença de produção distribuída é ignorada neste estudo.

Quando se incorpora microprodução ao nível da BT, podem surgir problemas relacionados com a variação do valor da tensão [36]. A inclusão de uma forte componente de produção dispersa numa rede de distribuição em Baixa Tensão pode causar problemas relacionados com o elevar das tensões quando o fluxo de potência ativa é revertido em relação ao normal, tipicamente dos grandes centros produtores até à carga. Isto deve-se ao facto das linhas de BT serem predominantemente resistivas e se verificar uma relação direta entre potência ativa  $P$  e o valor da tensão, verificando-se aumentos da tensão quando a produção local supera a carga, alterando o fluxo de potência. Segundo [30], os valores dos perfis de tensão aumentam linearmente com o aumentar da integração de microgeração na rede.

Analisando os impactos referidos verifica-se a ocorrência de 2 fenómenos diferentes a nível da tensão. O carregamento das baterias leva a um abaixamento das tensões, havendo elevação por parte da microgeração. A conjugação de ambos os elementos (EV e microgeração) deverá ser feita de modo a conciliar os carregamentos com a microgeração para se manterem os níveis de tensão dentro dos limites.

No entanto, este tipo de análise a nível da BT está fora do âmbito desta dissertação.

#### **2.10.4 Serviços de Sistema**

Os EV podem ser utilizados como forma de mitigar a variabilidade associada aos recursos renováveis [37]. Sendo um componente com capacidade de armazenamento, o EV pode utilizar a energia armazenada na sua bateria nos momentos em que a produção renovável tiver uma quebra súbita, através do conceito V2G, fornecendo energia elétrica à rede. Se este conceito for bem explorado, existirá uma maior segurança na utilização dos recursos renováveis, como o vento, devido à capacidade dos EV suprirem as quebras de potência fornecendo a energia das suas baterias às redes devido à flexibilidade entre carga e descarga.

A questão de um EV fornecer serviços de sistema é também abordada em [38], onde se afirma que é possível melhorar o aproveitamento dos Recursos Energéticos Distribuídos quando os EV fornecem serviços de Sistema.



## Capítulo 3

# Modelos de Carregamento

### 3.1 Introdução

No Capítulo 2 foi referida bibliografia referente aos vários modos de carregamento de um EV, bem como das vantagens que podem advir de uma conjugação inteligente da existência de EV e produção renovável numa rede de distribuição. Os modos de carregamento anteriormente listados serão modelizados neste capítulo com vista a estudar os impactos do carregamento dos EV numa rede de distribuição sendo necessário criar perfis de carregamento e disponibilidade dos EV assim como obter também perfis de consumo e de produção renovável. Os tipos de veículo presentes na rede serão do tipo *Pure Electric Vehicle* e *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*, cuja descrição foi feita no Capítulo 2.

De modo a se fazer um estudo comparativo dos métodos de carregamento existentes serão estudados os impactos das estratégias de Carregamento Direto, Custo Mínimo e Seguimento da Produção Renovável. Com vista a obter um perfil de consumo base é feita também a simulação para a rede sem presença dos EV.

O crescimento do mercado dos EV é algo dotado de grande incerteza, pelo que se optou por estudar vários cenários, com maior ou menor integração dos EV nas redes. Tal como existe incerteza no que respeita à carga a incluir associada aos EV, também há que ter em conta o facto de a produção renovável ser bastante incerta, pelo que se consideram vários cenários diferentes.

### 3.2 Considerações Técnicas

É considerado que os EV têm uma taxa de carregamento constante de 3kW, à semelhança de [19], necessitando de 6 horas no total para carregar. O carregamento é feito em modo doméstico e assume-se uma disponibilidade de 12 horas após a chegada, podendo ser feito de modo intermitente. Deste modo é necessário, mediante a estratégia escolhida, procurar a melhor solução para o carregamento e analisar os impactos causados na distribuição. Um outro aspeto a ressaltar é que durante as 12 horas de disponibilidade para carregar o EV permanece ligado ao nó da rede ao qual chegou inicialmente para carregar. Considera-se que o estado de carga da bateria (SOC) de cada

EV à chegada é igual para todos os EV e assume-se que após as 6 horas de carregamento o SOC atinge os 100%.

### 3.3 Perfis de Disponibilidade

O perfil utilizado é construído com base nos dados relativos ao número de chegadas de EVs para um dia, obtido a partir de um estudo sobre a mobilidade realizado na região Norte[39]. Os dados originais são apresentados para o número de EVs que se espera ter em 2030 num cenário otimista, situando-se em cerca de 863000 EV em Portugal. Segundo [40] só é esperada a massificação dos EV a partir de 2030 em Portugal. Com vista a adaptar os valores aos casos de estudo a utilizar mais adiante, esse valor foi normalizado para valores entre 0 e 100%, correspondendo os 100% ao número total de EV presentes na rede em estudo.

A partir da Figura 3.1 observa-se que existem 3 alturas do dia em que há mais chegadas:

- Entre as 8:00 e as 10:00h, correspondendo às deslocações matinais para o local de trabalho;
- Entre as 13:00 e as 15:00h, correspondendo às deslocações para almoço;
- Entre as 18:00 e as 24:00h, correspondendo ao regresso a casa após o fim do período laboral.

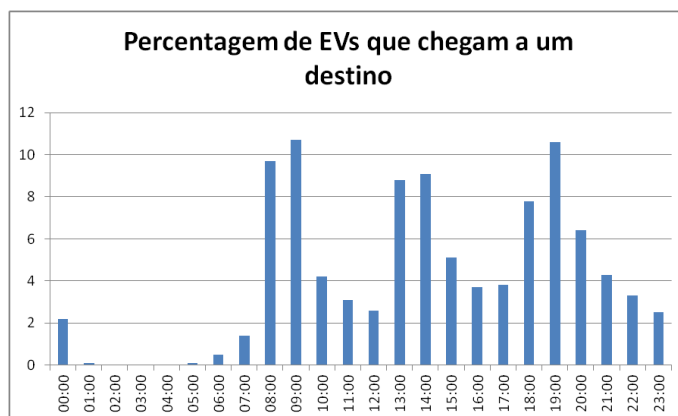


Figura 3.1: Perfil de chegadas dos EV a um destino

Com estes dados é criado um perfil de disponibilidade dos EV que admite a ocorrência das chegadas a um local de carregamento entre as 14:00 e as 24:00h, passando os EV a estar disponíveis para carregar. Os restantes valores são considerados como sendo outro tipo de chegadas, na sequência das quais não se procede ao carregamento dos EV. Deste modo, todas as chegadas entre as 01:00 e 13:00h não constituem chegadas no fim das quais se procede ao carregamento dos EV.

A Figura 3.2 contém a percentagem de EVs que chegam a um local de carregamento a cada hora. A partir dos dados do gráfico pode definir-se a variável associada à disponibilidade para carregar  $D_{i,k}$ . A figura é utilizada para saber a que horas há chegadas de EV para carregar e as percentagens serão utilizadas para definir as quantidades de EV que chegam a cada hora.

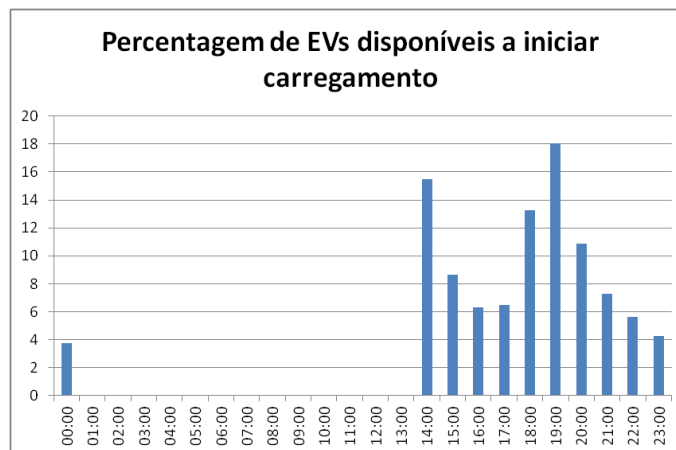


Figura 3.2: Chegadas para carregamento

A partir dos dados de disponibilidade considera-se que cada EV tem apenas uma chegada para carregar no intervalo considerado, estando as outras viagens que faz contidas no intervalo temporal eliminado por não haver disponibilidade para carregar.

Com os dados obtidos referentes à disponibilidade é possível definir a variável:

$D_{i,k}$  - Disponibilidade na hora  $k$  dos EV que chegam à hora  $i$ . O valor 1 significa que está disponível a carregar, o valor 0 significa o oposto.

Com recurso ao Perfil de Disponibilidade é criada a tabela 3.1 relativa às disponibilidades, definindo os valores da variável  $D_{i,k}$ . Esta tabela é construída com cada linha a corresponder a um bloco de EV que chega ao local de carregamento a uma dada hora e cada coluna a corresponder a uma hora do dia.

O preenchimento é feito com o valor 1 sempre que o EV está disponível a carregar, sendo que isso corresponde a ter o valor 1 desde a hora em que chega até passarem as 12 horas de disponibilidade. Os restantes elementos da tabela são preenchidos com o valor 0.

Esta tabela apresenta as horas a que os EV podem carregar, sendo que cada EV pode carregar desde o momento em que chega até 12 hora depois. O perfil de disponibilidades da Figura 3.2 é utilizado para distribuir as quantidades de EV presentes na rede.

Tabela 3.1: Perfil de Disponibilidade por hora de Chegada

<b>k</b>	$D_{14,k}$	$D_{15,k}$	$D_{16,k}$	$D_{17,k}$	$D_{18,k}$	$D_{19,k}$	$D_{20,k}$	$D_{21,k}$	$D_{22,k}$	$D_{23,k}$	$D_{00,k}$
00:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
01:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
02:00	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03:00	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
04:00	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
05:00	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
06:00	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
07:00	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1
08:00	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
18:00	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
19:00	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
20:00	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
21:00	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
22:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
23:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

Este é o perfil de disponibilidade é utilizado para toda as estratégias e todas as simulações, sendo a variável  $D_{i,k}$  sempre igual.

### 3.4 Perfis de Carregamento

Os perfis de carregamento consistem em definir quando é que um dado EV, que está disponível para carregar a partir da hora  $i$ , está efetivamente a carregar. Neste estudo, assume-se que os EV estão agrupados por hora de chegada e carregam como um bloco, i.e. se um dado EV chegou às 20:00h e está a carregar às 22:00h, todos os EV que chegaram à mesma hora estão a carregar também. Este agrupamento dos EV é feito devido a não tornar os modelos demasiado complexos e também por não haver diferenças significativas nos resultados ao individualizar os EV. Os blocos de EV correspondem assim a cargas dinâmicas, divididas em 6 blocos de uma hora, com flexibilidade para carregar num intervalo de 12 horas.

### 3.4.1 Carregamento Direto

O modelo de Carregamento Direto consiste em o EV iniciar o carregamento logo após a chegada ao local de carregamento. Com esta opção, o EV começa a carregar à hora que chega, acabando após passarem as 6 horas necessárias para carregar completamente. Este tipo de carregamento não impõe qualquer tipo de restrições aos proprietários dos EV, nem existe nenhuma entidade responsável por efetuar o carregamento. De igual modo é uma estratégia que não requer nenhum requisito adicional de controlo ou gestão da frota dos EV devido ao carregamento ser feito de modo contínuo e iniciado aquando da chegada do EV ao local de carregamento.

**Variáveis:**  $EV_{i,k}$  – Estado na hora  $k$  dos EV que iniciam carregamento à hora  $i$ . O valor 1 significa que o EV chegou à hora  $i$  e está a carregar à hora  $k$ , o valor 0 significa que não está a carregar.

**Exemplo:** Um EV que chega às 16:00h irá iniciar o seu carregamento nessa mesma hora, e continuará a carregar continuamente até passarem as 6 horas necessárias, acabando às 22:00h. Deste modo, o valor de  $EV_{16,k}$  será 1 para os valores de  $k$  entre 16 a 21, inclusive. Os restantes terão o valor 0.

Esta estratégia terá sempre o mesmo perfil de carregamento visto não depender de quaisquer outros fatores para além do perfil de disponibilidade. Os valores de carga total serão diferentes consoante o número de EV na rede. Na Figura 3.3 é mostrado o perfil de carregamento da estratégia de Carregamento Direto, com os valores normalizados entre 0 e 1. A normalização é feita dividindo os valores de cada carga pelo valor máximo da carga dos EV para esta estratégia.

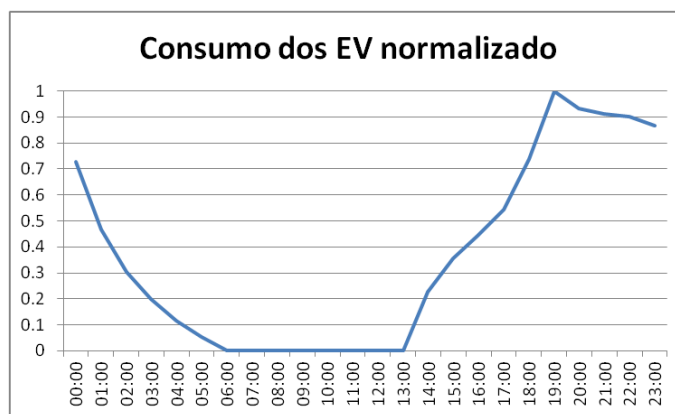


Figura 3.3: Perfil de carregamento associado ao Carregamento Direto

O valor máximo ocorre às 19:00h, coincidindo com as horas de maior consumo diário. Este resultado vai de acordo ao que se tem no perfil de disponibilidade, no qual a maior percentagem de EV que chegam para carregar ocorre às 19:00h. Se a isto juntarmos os EV acumulados desde as chegadas das 14:00h ainda mais agravado será o consumo. Nas horas noturnas, a partir das 0:00h nota-se um decréscimo gradual do consumo, até que às 6.00h não há nenhum EV a carregar.

### 3.4.2 Custo Mínimo

A estratégia de Custo Mínimo consiste em minimizar o custo associado ao carregamento de todos os EV, deslocando a carga para as horas de menor consumo para as quais o preço da energia é mais baixo. Com vista a definir quando são carregados os EV é necessário resolver um problema de otimização com recurso à programação linear. Como a minimização do custo de cada bloco de EV é independente dos restantes, esta pode ser feita individualmente. O custo final é obtido a partir dos resultados obtidos, fazendo-se o somatório produto do custo horário pela energia associada a cada hora. A estratégia de Custo Mínimo requer a existência de um elemento agregador que, baseado nos preços de mercado, define quando os EV devem ser carregados. O menor custo da energia eléctrica corresponde às horas de vazio, tipicamente entre as 0:00h e 7:00h. Os valores mais altos correspondem à alturas de maior consumo.

#### Variáveis:

$EV_{i,k}$  – Estado na hora  $k$  dos EV que iniciam carregamento à hora  $i$ . O valor 1 significa que o EV chegou à hora  $i$  e está a carregar à hora  $k$ , o valor 0 significa que não está a carregar;

#### Parâmetros:

$D_{i,k}$  - Disponibilidade na hora  $k$  dos EV que chegam à hora  $i$ . O valor 1 significa que está disponível a carregar, o valor 0 significa o oposto. O perfil utilizado é o que se definiu na secção referente aos Perfis de Disponibilidade;

$C_k$  - Custo da energia na hora  $k$ .

#### Problema de Otimização

$$\text{Minimizar } Z = \sum_{k=1}^{24} \sum_{i=14}^{24} C_k \times EV_{i,k} \quad (3.1)$$

#### Sujeito a:

$$\sum_{k=1}^{24} EV_{i,k} = 6 \quad \forall i \quad (3.2)$$

$$EV_{i,k} \leq D_{i,k} \quad \forall i, k \quad (3.3)$$

**Exemplo:** Um EV que chega às 22:00h não irá iniciar o seu carregamento a essa hora devido ao custo da energia ser elevado, começando apenas a carregar em horas de menor custo, como por exemplo 1:00h. Deste modo temos  $EV_{22,22}$  com valor 0 e  $EV_{22,1}$  com valor 1.

Os custos da energia por hora são os mesmos para todas as estratégias e cenários, pelo que os perfis obtidos com esta estratégia serão sempre iguais em termos de valor normalizado, alterando apenas o valor da carga quando se varia o número de EV na rede.

A Figura 3.4 contém o perfil de carregamento da estratégia de Custo Mínimo, com os valores do consumo de EV e preço de energia normalizados entre 0 e 1. Os valores do preço da energia correspondem a valores médios obtidos no *website* da OMEL [41]. A normalização é feita dividindo os valores de cada caso pelo valor máximo da carga dos EV para a estratégia de Custo Mínimo. Importante referir que os valores máximos de consumo desta estratégia e da de Carregamento Direto nada têm em comum.

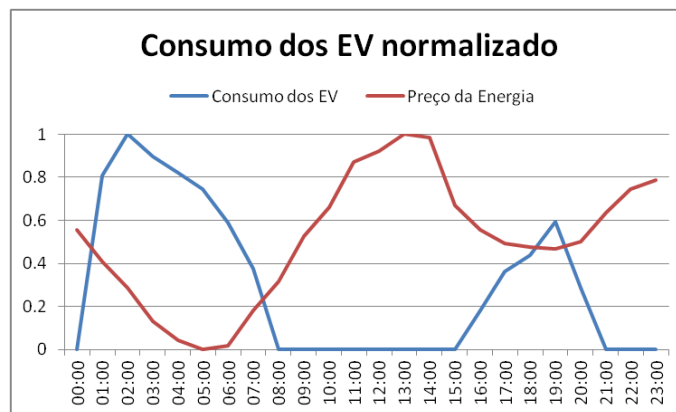


Figura 3.4: Perfil de carregamento associado ao Custo Mínimo

O valor máximo da carga dos EV ocorre às 2:00h, que corresponde a uma hora de vazio do diagrama de cargas típico. Verifica-se que as curvas preço e consumo se complementam, sendo isso o esperado, pois para preços altos procura-se ter pouca carga, e para preços baixos procura-se ter muita carga alocada.

O perfil de carregamento baseado no custo consiste em alocar toda a carga nas horas de menor custo. Verifica-se que neste caso há uma parcela significativa da carga que é alocada a horas do fim da tarde, como se vê pela Figura 3.4 devido a haver horas mais baratas nesse período.

### 3.4.3 Seguimento da Produção Renovável

O modelo de Seguimento da Produção Renovável tem como objetivo o de se proceder ao carregamento das baterias quando existir maior produção renovável distribuída nas redes, com o intuito de se terem todas as vantagens associadas à produção distribuída para o carregamento dos EV, tratando-se de procura que seja a produção renovável local a ser responsável pela carga das baterias.

Contrariamente à estratégia de Carregamento Direto, neste caso não é o proprietário do EV quem define quando este é carregado, mas sim uma entidade responsável por efetuar o carregamento dos EV na região da rede em que se encontram. Na estratégia de Seguimento da Produção Renovável os EV não são independentes entre si para carregar pelo que o utilizador apenas terá controlo em definir o intervalo para o qual pretende ter o seu veículo a carregar. Neste caso será um intervalo fixo de 12 horas após chegada ao local de carregamento. A definição dos estados de carregamento é feita resolvendo uma problema de programação linear, tal como no Custo Mínimo.

**Variáveis:**

$EV_{i,k}$  – Estado na hora  $k$  dos EV que iniciam carregamento à hora  $i$ . O valor 1 significa que o EV chegou à hora  $i$  e está a carregar à hora  $k$ , o valor 0 significa que não está a carregar;

$Z_k$  - Excesso de carga dos EV em relação à produção renovável na hora  $k$ ;

$N_k$  - Número total de EV que estão a carregar na hora  $k$ .

**Parâmetros:**

$D_{i,k}$  - Disponibilidade na hora  $k$  dos EV que chegam à hora  $i$ . O valor 1 significa que está disponível a carregar, o valor 0 significa o oposto. O perfil utilizado é o que se definiu na secção referente aos Perfis de Disponibilidade;

$R_k$  - Disponibilidade renovável total na hora  $k$ ;

$\alpha$  - Taxa de carregamento - 3kW.

**Problema de Otimização**

$$\text{Minimizar } X = \sum_{k=1}^{24} Z_k - \sum_{k=1}^{24} \sum_{i=14}^{24} (\alpha \times EV_{i,k} \times N_k - R_k) \quad (MWh) \quad (3.4)$$

**Sujeito a:**

$$\sum_{k=1}^{24} EV_{i,k} = 6 \quad \forall i \quad (3.5)$$

$$EV_{i,k} \leq D_{i,k} \quad \forall i, k \quad (3.6)$$

$$Z_k \geq 0 \quad \forall k \quad (3.7)$$

$$Z_k \geq \sum_{i=14}^{24} (\alpha \times EV_{i,k} \times N_k - R_k) \quad \forall k \quad (3.8)$$

Numa análise mais detalhada do problema de otimização, podemos dividir a variável  $X$  nos 2 somatórios que a constituem. O primeiro corresponde ao excesso de carga dos EV em relação à disponibilidade de renovável, e pretende-se que esse valor seja sempre minimizado evitando situações em que se acumule muita carga na mesma hora. No caso do valor do primeiro somatório ser nulo, o segundo somatório é responsável por maximizar a quantidade de energia renovável usada para cada bloco de horas.

Em termos de restrições, as 2 primeiras são equivalentes ao Custo Mínimo. A terceira restrição é responsável por fazer com que o valor do excesso de carga dos EV seja sempre não-negativo, complementado pela quarta restrição na qual o valor do excesso para cada hora é maior ou igual que o valor da diferença entre o consumo dos EV e a disponibilidade renovável.

Na Figura 3.5 é apresentado um exemplo de aplicação da estratégia de Seguimento da Produção Renovável. Como se depreende da figura, o carregamento dos EV procura explorar o máximo



de produção renovável, evitando que haja consumo em alturas que a produção renovável seja menor, e favorecendo o carregamento nas alturas de maior produção renovável.

Da figura também se pode observar que existem situações em que há pouco consumo da parte dos EV existindo produção renovável em quantidades elevadas, no entanto isto acontece devido ao perfil de disponibilidade usado, no qual não há EV a carregar no intervalo das 12:00 às 13:00h e há uma pequena quantidade relativa de EV a carregar nas horas da manhã. Deste modo temos  $EV_{i,12}$  e  $EV_{i,13}$  com valor 0 para qualquer valor de  $i$ .

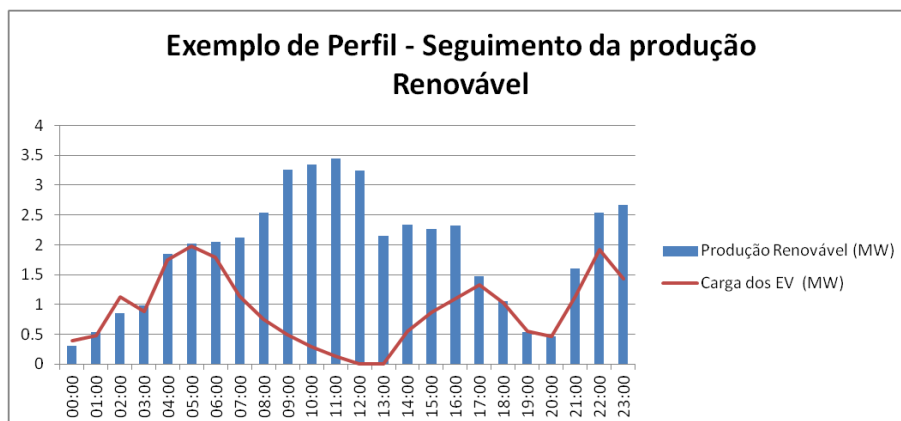


Figura 3.5: Perfil de carregamento associado ao Seguimento da Produção Renovável

O modelo definido tem como limitação o facto de não ter em conta o custo da energia, e desse modo nos casos em que não exista excesso de Produção Renovável o carregamento será efetuado numa qualquer hora, pois o problema de otimização ignora se é interessante carregar quando há menor custo ou não. Para evitar esse tipo de problemas, recorre-se ao Método das Restrições para eliminar soluções que para o mesmo valor de Aproveitamento da Produção Renovável tenham um custo superior, isto é, serão eliminadas deste modo as soluções dominadas. O método das restrições consiste em adicionar uma restrição, neste caso para o custo total, de modo a eliminar as soluções que tenham um custo superior para o mesmo valor de aproveitamento de produção renovável.

Deste modo, à formulação inicial é adicionada uma nova restrição:

$$Custo\ Total \leq \lambda \quad (3.9)$$

Sendo  $\lambda$  um valor de custo variável, que inicialmente é alto e vai sendo diminuído até se obter o menor custo possível para a solução de aproveitamento de produção renovável inicial.

Como é visível na Figura 3.7, existe um elevado consumo às 0:00h para além da disponibilidade renovável, no entanto o valor de energia renovável desperdiçada é equivalente ao da Figura 3.6. Se analisarmos apenas em termos de aproveitamento da produção renovável, ambas

as soluções são equivalentes, pelo que é indiferente escolher qualquer uma das duas, mas se adicionarmos um segundo critério, tal como o custo da energia chega-se à conclusão que a solução da Figura 3.7 constitui uma solução dominada devido a ter um custo de energia superior para a mesma quantidade de produção renovável aproveitada. Assim sendo, a solução a escolher de entre as duas será a que tiver um custo de energia menor, sendo eliminada as restantes. Nesta situação a Figura 3.6 seria escolhida em detrimento da Figura 3.7.

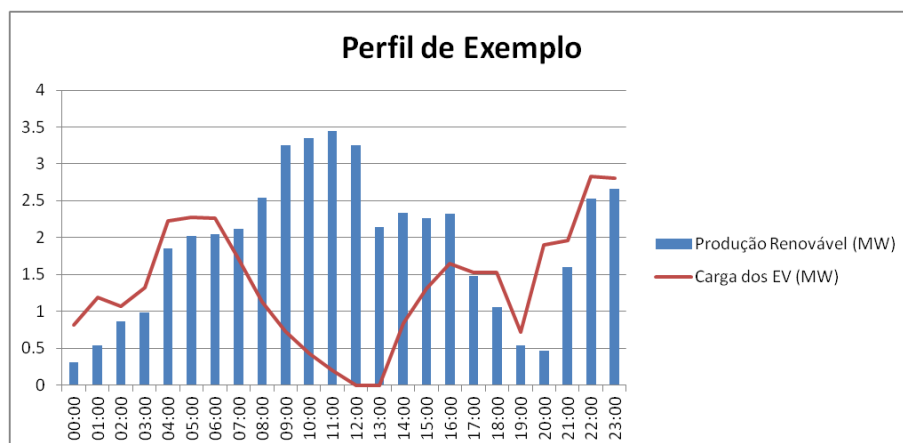


Figura 3.6: Exemplo de estratégia tendo em conta o custo

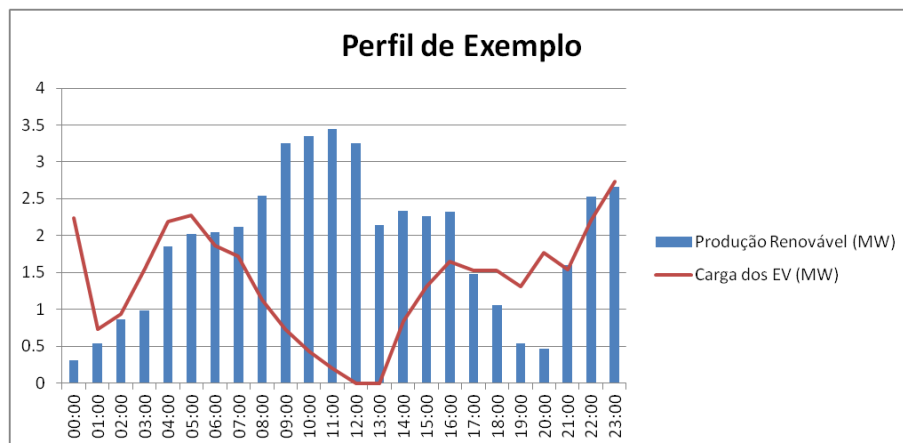


Figura 3.7: Exemplo de estratégia ignorando custo

Em todos os casos da otimização desta estratégia será utilizado o método das restrições, eliminando as soluções que para o melhor valor de Aproveitamento da produção renovável tenham um custo superior, ou seja, as soluções dominadas. Assim é garantido que para o melhor valor de aproveitamento de produção renovável se tem também o menor custo de energia possível, descartando as soluções que apresentem custos mais elevados.

Num caso extremo, de não existir produção renovável num dado dia, o recurso ao método das restrições para obter a melhor solução de custo é uma segurança, na medida em que o carregamento não é feito de modo aleatório, pois todos os perfis seriam aceites visto aproveitarem 0% da produção quer carregassem a hora  $x$  ou  $y$ . Deste modo, é salvaguardado que para um caso extremo o perfil de carregamento a seguir é o de Custo Mínimo, impossibilitando um carregamento sem qualquer critério.

### 3.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulos são apresentados os modelos e pressupostos relativos à estratégias de carregamento dos EV. O carregamento dos EV está dependente do perfil de Disponibilidade aqui definido e da estratégia a adotar.

A estratégia do Carregamento Direto é um modo simplista de se efetuar o carregamento das baterias, não havendo do ponto de vista do utilizador nenhuma restrição a carregar quando assim o entender nem a necessidade da existência de algum mecanismo de controlo do estado do EV.

O carregamento seguindo a estratégia de Custo Mínimo já representa um método de carregamento inteligente, pois procura-se minimizar os custos do carregamento deslocando os consumos para horas de menor custo, associadas a situações de menor consumo global. Desta forma existe a forte possibilidade de vários blocos de EV, que chegaram a horas diferentes aos locais de carregamento, estarem a carregar em simultâneo. A adoção desta estratégia pode requerer um mecanismo de controlo do carregamento, recorrendo aos valores do preço da energia para definir quando é efetuado o carregamento.

O Seguimento da Produção Renovável é uma estratégia de carregamento inteligente, pois pretende-se conciliar o consumo dos EV com a disponibilidade renovável, e requer a existência de uma entidade responsável por gerir a frota de EV na rede em causa, pois o carregamento depende da produção renovável diária. É um método que requer a existência de comunicação entre rede/entidade responsável pelo carregamento e EV, pelo que acaba por englobar também a temática das Smart Grids na medida em que se contempla uma maior intercomunicação entre todos os elementos das redes.



## Capítulo 4

# Caso de Estudo

### 4.1 Introdução ao Caso de Estudo

O Capítulo 4, tal como referido no Capítulo 1, contém o caso de estudo e as metodologias seguidas para o estudo dos impactos da presença de veículos elétricos e produção renovável numa rede de distribuição MT.

Neste capítulo são apresentados os parâmetros da rede a considerar, assim como o consumo para um período de 24 horas, dividido em blocos de 1 hora. Os consumos são definidos a partir de um dado valor de referência e ajustados de forma a obter um dia completo, com blocos de 1 hora.

A produção renovável e seus perfis estão também descritos, sendo criados, devido à sua variação de acordo com as épocas do ano, um conjunto de 4 cenários a ser estudados com vista a obter maior robustez nos resultados obtidos.

Os perfis de carregamento dos EV são organizados segundo as estratégias enunciadas no Capítulo 3, havendo ainda a inclusão de estratégias mistas. Também se consideram diferentes cenários no que respeita à quantidade de EV na rede.

A simulação da rede é feita na aplicação *Matpower* para executar os Trânsitos de Potência no programa Matlab, sendo os dados de saída extraídos para folhas de cálculo Excel para tratamento da informação e análise de resultados.

#### 4.1.1 Rede a considerar

A rede utilizada é uma rede de distribuição radial de média tensão, com 69 barramentos [42]. Na Figura 4.1 encontra-se o esquema da rede. Em termos de barramentos, barramento 1 é o de Referência, enquanto que os restantes são todos tratados como barramentos PQ. O fator de potência das cargas é de 0,96.

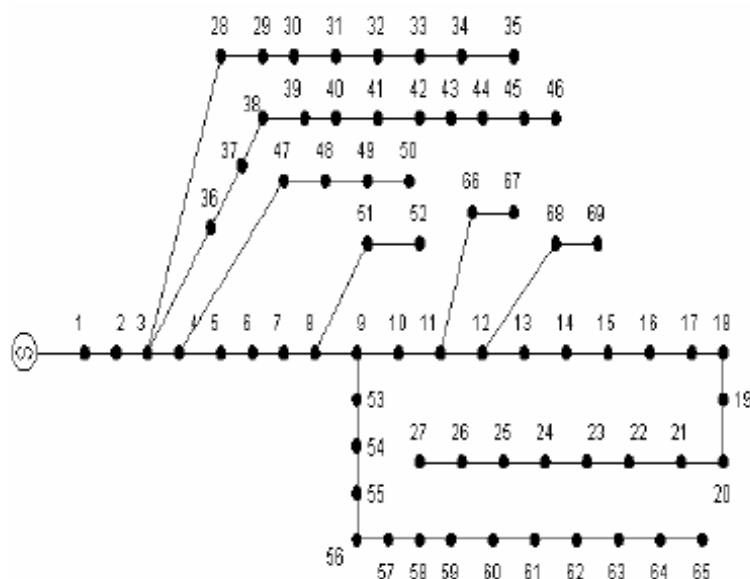


Figura 4.1: Rede de Distribuição MT

Os dados relativos à rede podem ser consultados em anexo, Figura A.2. Nos nós em que não existe carga, também não existe microgeração. Nos nós onde existe carga, existe também produção fotovoltaica e EV disponíveis a carregar, consoante a hora. A rede conta também com 3 parques eólicos de pequena dimensão, ligados nos nós 7, 15 e 56.

Para o sistema em análise foram usados os seguintes valores como base do sistema:

- **S<sub>b</sub>** = 1MVA
- **V<sub>b</sub>** = 15kV

O consumo usado como referência está presente no Anexo A. O valor da Potência Ativa *P* corresponde ao consumo efetivo às 19:00h, sem presença de EV na rede. O valor da Potência Reativa *Q* é ajustado de forma a ter um fator de potência de 0,96.

#### 4.1.2 Quantidade de Veículos presentes na rede

Com vista a definir um número máximo de EV a considerar é necessário fazer uma estimativa do número de veículos existentes na região da rede em estudo. Assume-se que um valor de potência contratada média de cada habitação é de 3,45kVA, e considera-se um total de 2 veículos por habitação. Deste modo temos, e tendo uma ponta de consumo à volta de 4MW, o número de veículos máximos da rede situar-se-à num valor a rondar os 2400, valor definido como máximo. Este valor é elevado tendo em conta a rede em questão, mas é utilizado com o intuito de se majorar a quantidade máxima expectável na região em estudo, com vista a estudar o pior cenário possível, neste caso em termos de aumento de consumo.

A partir deste dado, são definidos cenários de diferente integração dos EV, sendo estudados os casos em que existem:

- 0 EV na rede - Energia total 0 MWh;
- 600 EV na rede - Energia total 10,8 MWh;
- 1200 EV na rede - Energia total 21,6 MWh;
- 1800 EV na rede - Energia total 32,4 MWh;
- 2400 EV na rede - Energia total 43,2 MWh.

#### 4.1.3 Alocação dos EV a cada nó da rede

A alocação dos EV aos nós é feita proporcionalmente de modo a que os pontos de mais consumo, correspondentes a zonas com maior densidade populacional, tenham maior concentração de veículos em comparação com as de menor consumo. Assim sendo, a alocação é feita recorrendo ao consumo de referência, i.e. o consumo obtido relativamente à rede utilizada.

Importa ressaltar que número de EVs por nó obtido não é garantidamente inteiro, pelo que o resultado final é truncado.

O número de EV por nó para cada caso pode ser consultado nos Anexos, nas tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4,

## 4.2 Perfis de Microgeração

A produção renovável presente na rede em estudo é do tipo Fotovoltaica e Eólica. A produção Fotovoltaica está presente em instalações domésticas, sendo o valor de potência instalada correspondente a uma percentagem do valor de consumo de referência, presentes na Figura A.2. Relativamente à produção Eólica, existem 3 Parques Eólicos de pequena dimensão na rede, dos quais 2 têm 1 MW de potência instalada e o restante 0,8MW. O Caso de Estudo engloba 4 Perfis diferentes com o objetivo de avaliar os efeitos das diferentes estratégias de carregamento para cenários de produção renovável diferentes.

### 4.2.1 Perfis de Produção Eólica

Os perfis de produção eólica foram obtidos a partir de dados da região de Montana no EUA [43]. Os dados são referentes a parques com uma potência instalada bastante superior ao que se pretende implementar na rede, pelo que os valores foram normalizados para adaptar ao caso de estudo, pois apenas o perfil de produção interessa e não o valor em MW. A normalização é feita de modo a que os valores variem entre 0 e 1, correspondendo 1 ao valor da potência instalada no Parque. Após a normalização, o valor em MW é obtido fazendo o produto do valor normalizado pela nova potência instalada definida.

O Parque 1 está ligado ao nó 7 da rede, com uma potência instalada de 1MW. O Parque 2 está ligado ao nó 15 da rede, com uma potência instalada de 0,8MW. O Parque 3 está ligado ao nó 56 da rede, com uma potência instalada de 1MW.

#### 4.2.1.1 Perfis 1 e 2

Os perfis 1 e 2 são iguais, e correspondem a um dia em que a produção eólica é elevada e sem muita variabilidade. A Figura 4.2 contém a produção diária total de todos os parques eólicos da rede.

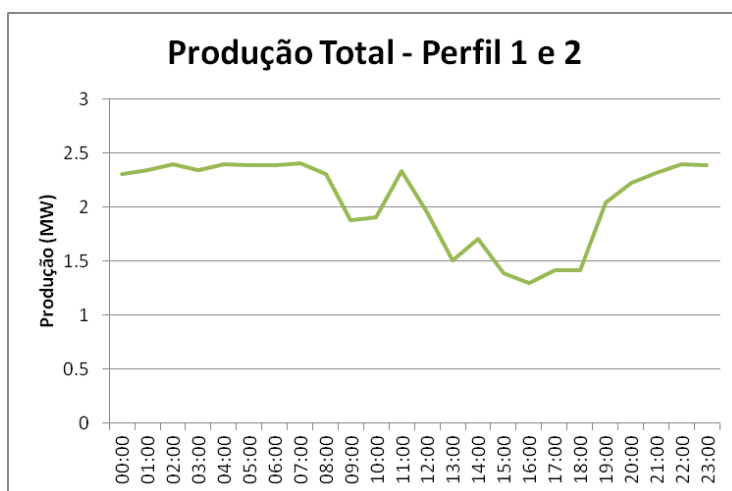


Figura 4.2: Perfis 1 e 2 de Produção Eólica total

As curvas de produção dos 3 parques são bastante similares, o que se justifica pela proximidade geográfica entre cada parque. Na Figura 4.3 são apresentados os valores de produção para cada parque presente na rede.

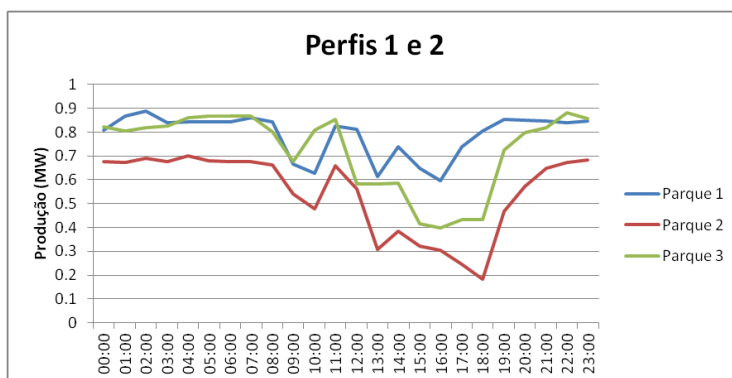


Figura 4.3: Perfis 1 e 2 de Produção Eólica por Parque



### 4.2.1.2 Perfil 3

O Perfil 3 corresponde a um dia em que existe uma quebra grande da produção eólica entre as 18:00 e as 21:00h, um dos maiores problemas associados a este tipo de energia renovável, constituindo deste modo um exemplo interessante de aplicar ao caso de estudo sobretudo devido à quebra coincidir com a altura em que a produção fotovoltaica decai, como se verá mais à frente.

A Figura 4.4 contém a produção diária total de todos os parques eólicos da rede do Perfil 3.

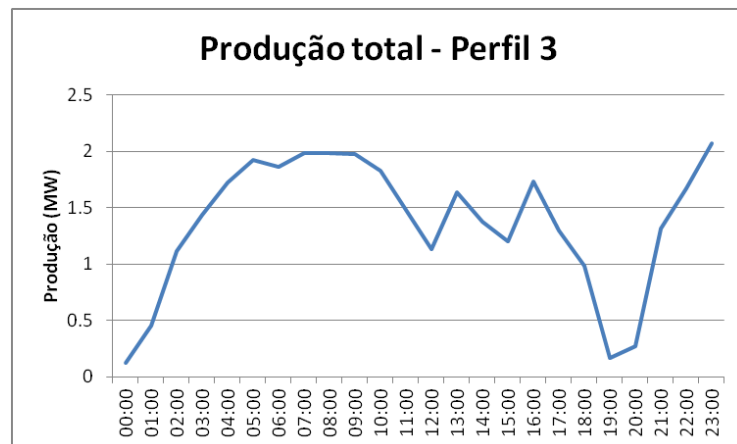


Figura 4.4: Perfil 3 de Produção Eólica total

A produção eólica por parque, para o Perfil 3, é apresentada na Figura 4.5, na qual se verifica o decréscimo de produção de todos os parques entre as 18:00 e 21:00h, durante as quais o Parque 1 chega a ter um valor de produção nulo.

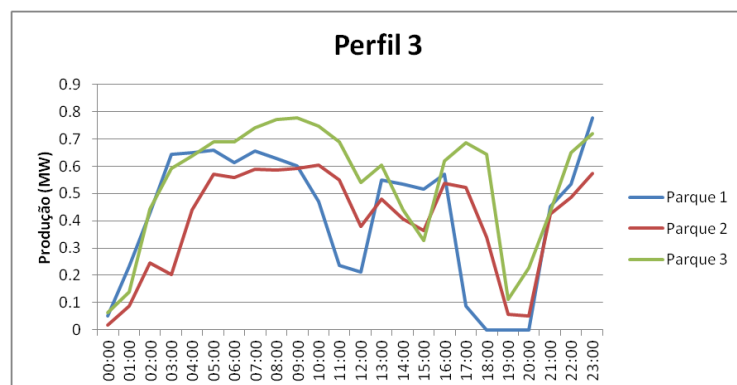


Figura 4.5: Perfil 3 de Produção Eólica por Parque

### 4.2.1.3 Perfil 4

À semelhança do Perfil 3, também o Perfil 4 apresenta quebras e grande variação da produção, desta feita a partir das 12:00h.

A produção eólica total do Perfil 4 está presente na Figura 4.6.

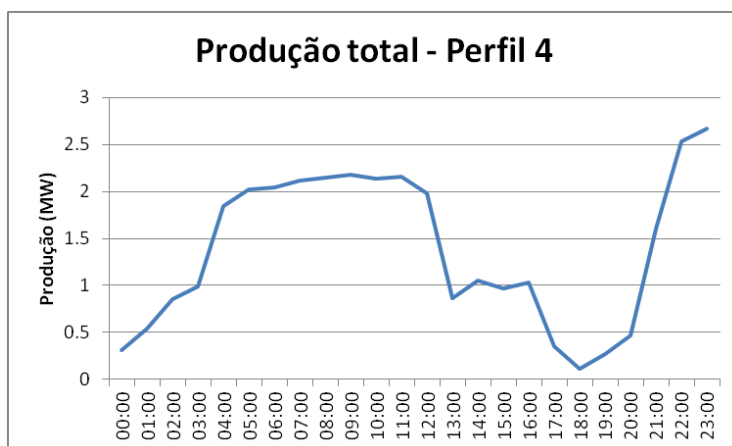


Figura 4.6: Perfil 4 de Produção Eólica total

A Figura 4.7 contém a produção eólica de cada parque, que é bastante homogênea.

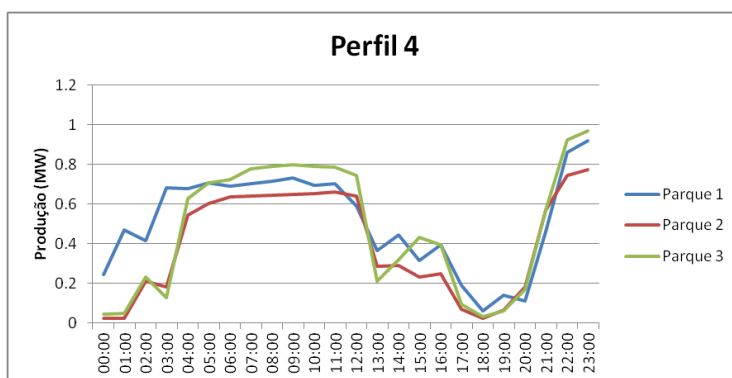


Figura 4.7: Perfil 4 de Produção Eólica por Parque

#### 4.2.2 Perfil de Produção Fotovoltaica

Os dados da produção fotovoltaica foram obtidos dados no site da REN [44] relativos ao ano de 2007. Os valores foram normalizados, com vista a obter perfis para produção distribuída, cuja integração será definida a 2 diferentes níveis, mais à frente explicados.

Os valores obtidos na Figura 4.8 são referentes a parques com uma potência instalada bastante superior ao que se pretende implementar na rede, pelo que os valores foram normalizados para adaptar ao caso de estudo, pois apenas o perfil de produção interessa e não o valor em MW.

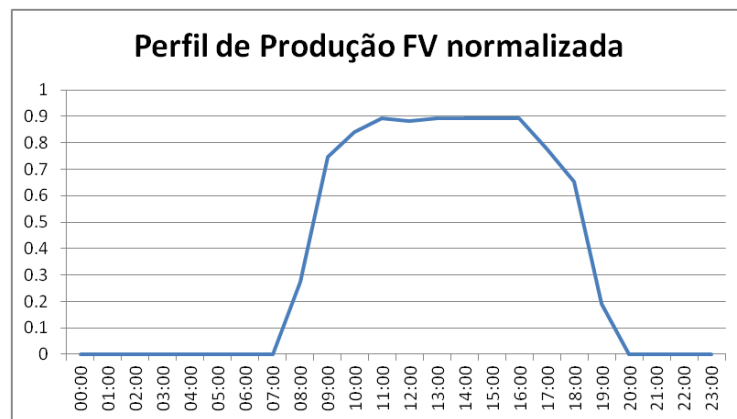


Figura 4.8: Perfil da Produção Fotovoltaica normalizada

A partir do perfil de produção normalizado são obtidos 2 perfis a utilizar para a simulação fazendo o produto do valor que varia entre 0 e 1 pelo valor da potência instalada.

#### 4.2.2.1 Perfil 1

O Perfil 1 consiste em considerar que em cada nó existe uma potência instalada correspondente a metade do consumo de referência. Os dados referentes a este perfil encontram-se em anexo, na tabela A.5.

A Figura 4.9 contém a produção real total horária associada ao Perfil 1, verificando-se o cenário típico de produção fotovoltaica, com volume elevado de produção de energia nas horas de maior exposição solar, entre as 10:00 e 17:00h.

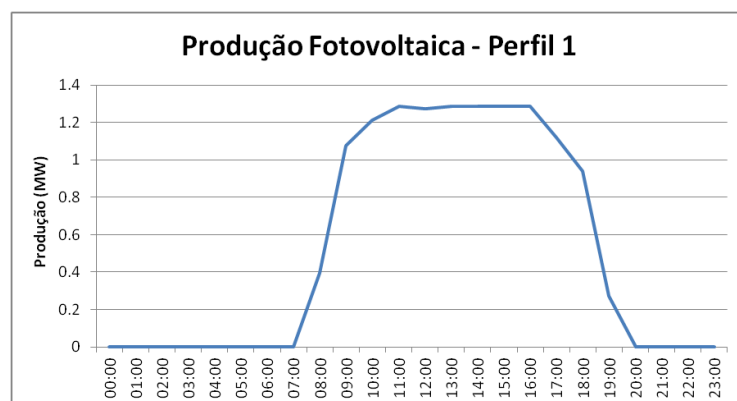


Figura 4.9: Perfil 1

#### 4.2.2.2 Perfil 2

O Perfil 2 é obtido do mesmo modo que o Perfil 1, com a diferença de o valor da potência instalada ser igual ao do consumo de referência. Em anexo, na tabela A.6 são apresentados os valores das potências instaladas em cada nó.

A Figura 4.10 contém a produção real total horária associada ao Perfil 2. Este perfil é exatamente igual ao Perfil 1 a menos dos valores de potência instalada, que são o dobro dos primeiros.

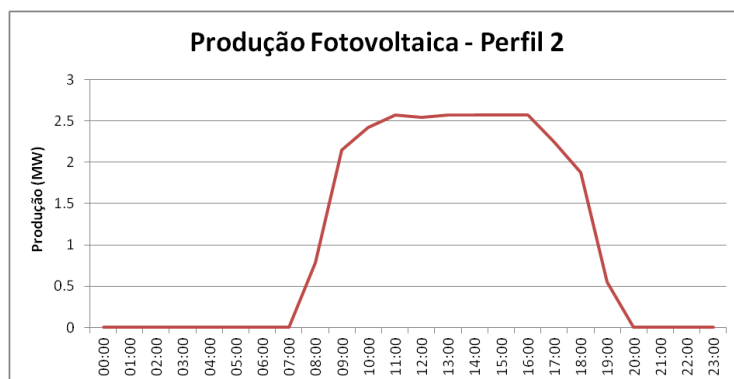


Figura 4.10: Perfil 2

#### 4.2.2.3 Perfis 3 e 4

Os Perfis 3 e 4 são iguais ao Perfil 1. A existência destes perfis deve-se ao facto de se combinarem com os Perfis 3 e 4 da Produção eólica e originarem perfis de microgeração diferentes.

### 4.3 Produção Renovável diária

A produção renovável diária corresponde à soma das produções fotovoltaica e eólica para cada perfil. O Perfil 1 de produção renovável corresponde à soma do Perfil 1 de produção fotovoltaica com o Perfil 1 de produção eólica.

#### 4.3.1 Perfil 1

O Perfil 1 consiste em conciliar o Perfil 1 da produção fotovoltaica com o Perfil 1 da produção eólica. Na Figura 4.11 é apresentada a produção total diária, sendo verificável que o perfil corresponde a uma dia em que ambas as produções eólica e fotovoltaica são contantes e perto dos valores máximos, levando a uma curva de produção com pouca variabilidade. O pico de produção corresponde às horas de maior exposição solar, pois contém a ponta de produção solar para uma curva de produção eólica constante.

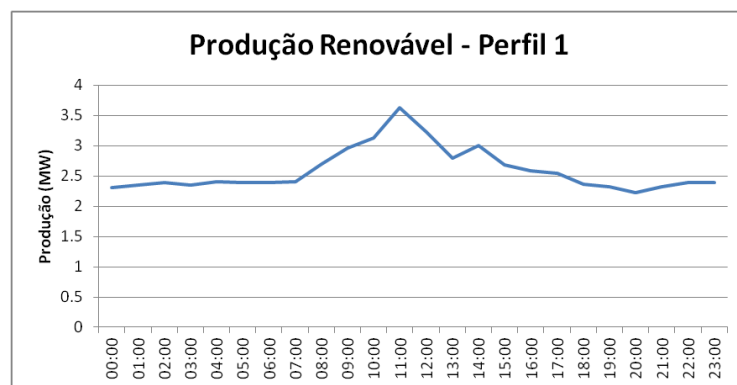


Figura 4.11: Perfil de Produção Renovável 1

#### 4.3.2 Perfil 2

O Perfil 2 consiste em conciliar o Perfil 2 da produção fotovoltaica com o Perfil 2 da produção eólica. Na Figura 4.12 é apresentada a produção total diária, sendo fácil de notar as semelhanças com o Perfil 1, apenas com a diferença de se ter uma maior produção solar, aumentando a ponta nas horas de maior exposição solar. No intervalo entre as 10:00 e as 14:00h a variabilidade de produção é menor devido à componente fotovoltaica.

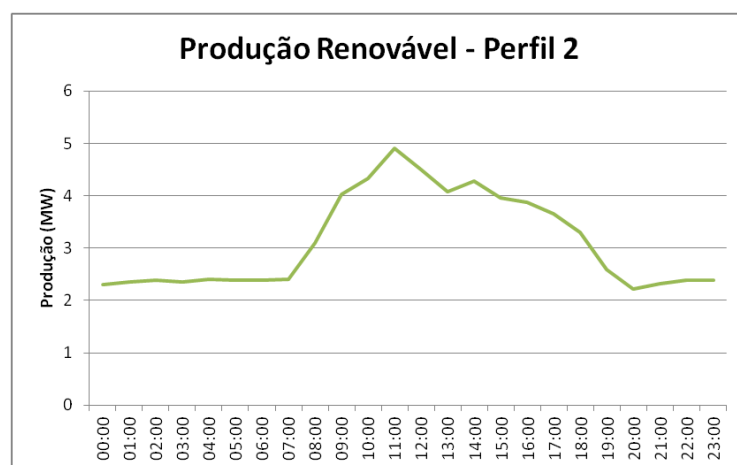


Figura 4.12: Perfil de Produção Renovável 2

#### 4.3.3 Perfil 3

O Perfil 3 consiste em conciliar o Perfil 3 da produção fotovoltaica com o Perfil 3 da produção eólica. Na Figura 4.13 é apresentada a produção total diária, mostrando que este perfil apresenta 2 quebras de produção renovável, ocorrendo a primeira às 0:00h e a segunda entre as 18:00 e as 20:00h.

Este é o perfil que apresenta maior variabilidade, havendo bastante interesse em fazer estudo mais aprofundados para as diferentes estratégias de carregamento.

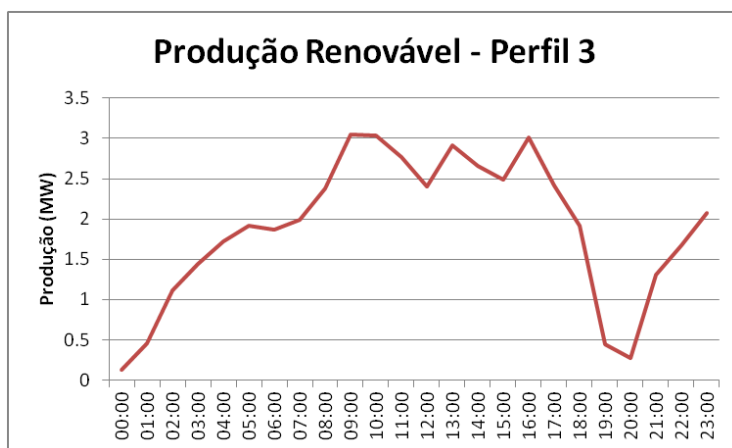


Figura 4.13: Perfil de Produção Renovável 3

#### 4.3.4 Perfil 4

O Perfil 4 consiste em conciliar o Perfil 4 da produção fotovoltaica com o Perfil 4 da produção eólica. Na Figura 4.14 é apresentada a produção total diária. Este perfil apresenta também quebras de produção significativas.

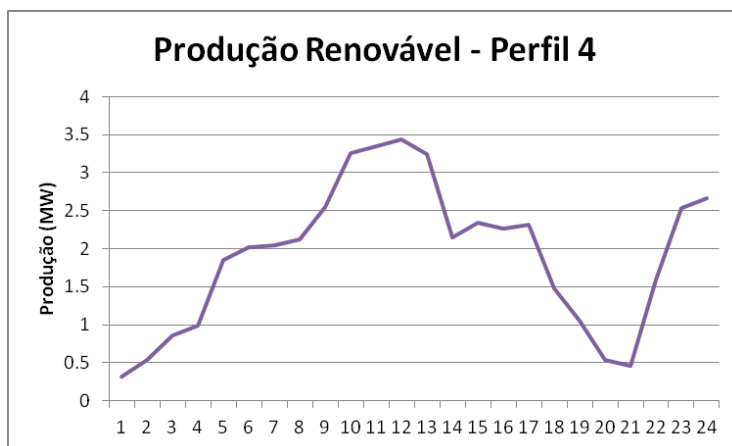


Figura 4.14: Perfil de Produção Renovável 4

### 4.4 Perfis de Consumo BTN

Os perfis de consumo BTN foram obtidos a partir dos perfis de consumo a aplicar para 2013 pela ERSE [45]. Os dados estão normalizados de forma ao valor total anual por cada tipo (BTN A, B e C) somar 1000. O valor de referência para o consumo usado é o das cargas do mesmo artigo da rede de distribuição usada [42], e assume-se que o valor corresponde à previsão das 19:00h do dia 19 de Julho de 2013.

Na Figura 4.15 é apresentado um exemplo dos dados obtidos para se definir o consumo base da rede em estudo.

Perfis de consumo em BTN, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2013 ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 2/2013, de 24 de janeiro						
Data	Dia	Hora	RESP	BTN A	BTN B	BTN C
1-Jan-13	ter	00:15	4579	0,02442	0,03689	0,04123
1-Jan-13	ter	00:30	4584	0,02382	0,03644	0,03938
1-Jan-13	ter	00:45	4581	0,02332	0,03562	0,03762
1-Jan-13	ter	01:00	4577	0,02291	0,03458	0,03591
1-Jan-13	ter	01:15	4485	0,02236	0,03350	0,03421
1-Jan-13	ter	01:30	4461	0,02187	0,03274	0,03267
1-Jan-13	ter	01:45	4356	0,02144	0,03193	0,03118
1-Jan-13	ter	02:00	4341	0,02112	0,03088	0,02995
1-Jan-13	ter	02:15	4170	0,02073	0,02995	0,02873
1-Jan-13	ter	02:30	4157	0,02029	0,02930	0,02794
1-Jan-13	ter	02:45	4004	0,01995	0,02874	0,02712
1-Jan-13	ter	03:00	3992	0,01978	0,02821	0,02645
1-Jan-13	ter	03:15	3862	0,01968	0,02771	0,02553
1-Jan-13	ter	03:30	3851	0,01963	0,02729	0,02483
1-Jan-13	ter	03:45	3742	0,01946	0,02653	0,02431
1-Jan-13	ter	04:00	3731	0,01927	0,02594	0,02385
1-Jan-13	ter	04:15	3631	0,01903	0,02538	0,02341
1-Jan-13	ter	04:30	3623	0,01880	0,02497	0,02298
1-Jan-13	ter	04:45	3563	0,01867	0,02437	0,02269
1-Jan-13	ter	05:00	3555	0,01858	0,02390	0,02254
1-Jan-13	ter	05:15	3491	0,01857	0,02329	0,02229
1-Jan-13	ter	05:30	3487	0,01859	0,02265	0,02199
1-Jan-13	ter	05:45	3459	0,01868	0,02220	0,02172
1-Jan-13	ter	06:00	3452	0,01880	0,02198	0,02151
1-Jan-13	ter	06:15	3431	0,01886	0,02173	0,02182
1-Jan-13	ter	06:30	3425	0,01888	0,02142	0,02211
1-Jan-13	ter	06:45	3419	0,01892	0,02114	0,02251
1-Jan-13	ter	07:00	3415	0,01925	0,02111	0,02276

Figura 4.15: Exemplo de consumo [45]

As classes referentes ao valor de potência contratada estão definidas na Figura 4.16:

	Pot. Contratada (kW)	Consumo (kWh)
Classe A	> 13.8	Qualquer
Classe B	<= 13.8	> 7140
Classe C	<= 13.8	<= 7140

Figura 4.16: Definição de Classes BTN [46]

De modo a passar os valores normalizados do consumo para valores reais é necessário saber os pesos de cada classe no consumo BTN. Foram então definidos os seguintes pesos de referência [47]:

- Classe A – 25,3%
- Classe B – 15,7%
- Classe C – 59,0%

O consumo para cada classe é obtido da seguinte forma:

$$\text{Consumo Classe A, Hora } h = \frac{\text{Consumo referencia} \times \text{Peso Classe A} \times \text{Valor normalizado A hora } h}{\text{Valor normalizado A hora referencia}} \quad (4.1)$$

$$\text{Consumo Classe B, Hora } h = \frac{\text{Consumo referencia} \times \text{Peso Classe B} \times \text{Valor normalizado B hora } h}{\text{Valor normalizado B hora referencia}} \quad (4.2)$$

$$\text{Consumo Classe C, Hora } h = \frac{\text{Consumo referencia} \times \text{Peso Classe C} \times \text{Valor normalizado C hora } h}{\text{Valor normalizado C hora referencia}} \quad (4.3)$$

Os valores dos pesos para cada PT são baseados no de referência, afetados de pequenas alterações aleatórias no seu valor para haver diferenciação entre eles. Somando os consumos de cada classe para cada hora é obtido o diagrama de consumo diário.

As alterações aos pesos foram feitas da seguinte forma:

$$\text{Classe A} = \text{Valor referencia A} \times \theta \quad (4.4)$$

$$\text{Classe B} = \text{Valor referencia B} \times \beta \quad (4.5)$$

$$\text{Classe C} = 100 - \text{Classe A} - \text{Classe B} \quad (4.6)$$

$$(4.7)$$

Sendo  $\beta$  e  $\theta$  valores aleatórios entre 1,05 e 0,95 de modo a variar o valor do peso entre mais ou menos 5% no máximo. O Peso C é calculado de modo à soma de todos os pesos ser 100%.

O Perfil de consumo obtido no final é o que se observa na Figura 4.17.

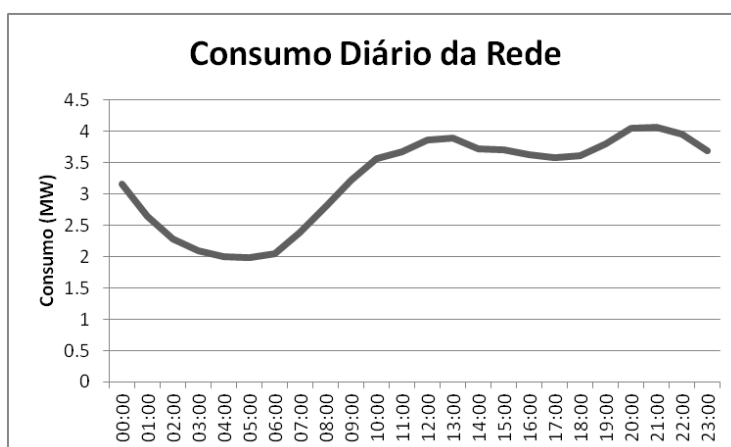


Figura 4.17: Consumo Diário da rede



Este é um perfil típico, com a ponta de consumo a ocorrer às 21:00h e com um valor de 4,06MW. O consumo é mais ligeiro no intervalo de tempo entre as 0:00h e as 8:00h.

## 4.5 Perfis Carregamento

Nesta secção serão apresentados os consumos por parte dos EV para todas as estratégias, para todos os casos de integração de EV na rede, desde os 0 até aos 2400 veículos.

### 4.5.1 Carregamento Direto

A estratégia de carregamento direto conduz a um perfil de consumo sempre igual, apenas variando o valor da carga consoante o número de EV, ignorando por completo o cenário de produção renovável. Como se pode comprovar pela Figura 4.18, esta estratégia vai levar a que os EV sejam carregados maioritariamente nas horas de ponta, entre as 18:00 e 21:00h.

Para esta estratégia considera-se que todos os consumidores adotaram a estratégia de Carregamento Direto.

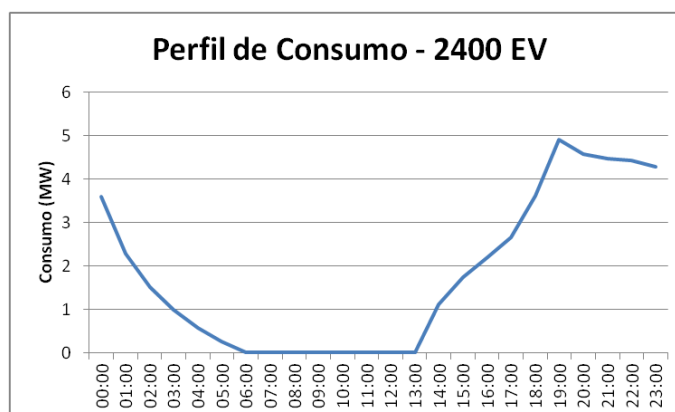


Figura 4.18: Carga diária para estratégia Carregamento Direto - 2400 EV

#### 4.5.1.1 Análise da estratégia

Para uma quantidade de 2400 EV na rede, o valor máximo estimado, haverá um incremento de aproximadamente 5MW do consumo numa hora de ponta. As horas de menor consumo, isto é, entre as 0:00 e as 8:00h são poucas exploradas para o carregamento das baterias.

### 4.5.2 Custo Mínimo

Como referido no capítulo 2, esta estratégia tem como objetivo deslocar as cargas associadas às baterias para as horas de menor consumo, que correspondem às horas em que a energia é mais barata. Sendo esta estratégia apenas dependente dos custos, os resultados obtidos são iguais para cada cenário de produção renovável. Os resultados são apresentados na Figura 4.19.

Para esta estratégia considera-se que todos os consumidores adotaram a estratégia de Custo Mínimo.

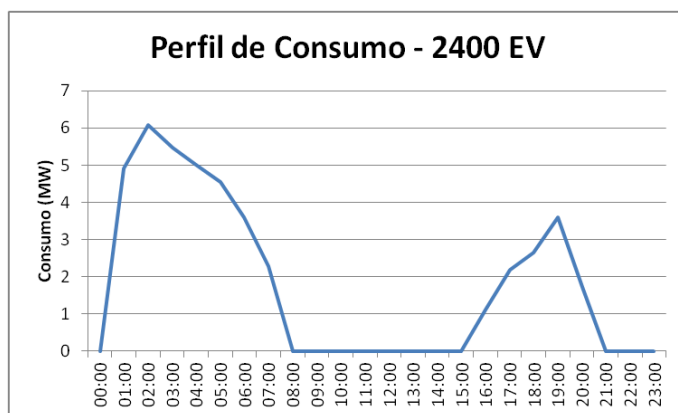


Figura 4.19: Carga diária para estratégia Custo Mínimo - 2400 EV

#### 4.5.2.1 Análise da estratégia

Ao adotar esta estratégia, o consumo dos EV surgirá maioritariamente em horas de vazio, sendo que a ponta de consumo, apenas dos EV e sem contar as restantes cargas, corresponde a cerca de 6MW e ocorre às 2:00h, um hora de vazio com custo da energia mais baixo e menores correntes nas linhas. Realça-se também o facto de existir consumo também nas horas do fim da tarde, devido às restrições de disponibilidade previamente enunciadas. Um aspeto interessante de referir é o de que com esta estratégia a ponta de consumo dos EV é superior à do Carregamento Direto, ainda que apareça nas horas de menor consumo.

#### 4.5.3 Seguimento da Produção Renovável

A estratégia de Seguimento da Produção Renovável originará diferentes perfis de consumo, consoante os perfis de produção renovável, pelo que na prática cada dia terá uma distribuição diferente dos consumos dos EV. Assim sendo, interessa analisar o perfil de consumo para cada um dos cenários definidos. Os resultados consistem de curvas de consumo que tendem a assemelhar-se com a da produção renovável, a menos das restrições que limitam os períodos em que um EV pode carregar. Nos casos em que a produção renovável for insuficiente e for impossível evitar ter um valor de excesso de carga em relação à produção a curva de consumo assemelhar-se-á às curvas da estratégia de Custo Mínimo, visto ser o critério secundário utilizado para a otimização para eliminar soluções dominadas.

Para esta estratégia considera-se que todos os consumidores adotaram a estratégia de Seguimento da Produção Renovável.

#### 4.5.3.1 Perfil de Produção Renovável 1

Nas Figuras 4.20 e 4.21 estão contidos os perfis de consumo dos EV para o Perfil 1 de Produção Renovável. Como é visível nos gráficos, a carga apenas excede a produção renovável no caso em que existem 2400 EV na rede, situação para a qual a produção não é suficiente para cobrir a carga. Verifica-se que o consumo tende a seguir a produção, o que corresponde ao oposto do conceito de *Load-Following*. O cenário de 600 EV, devido à elevada disponibilidade de renovável, é igual ao perfil de carregamento de Custo Mínimo.

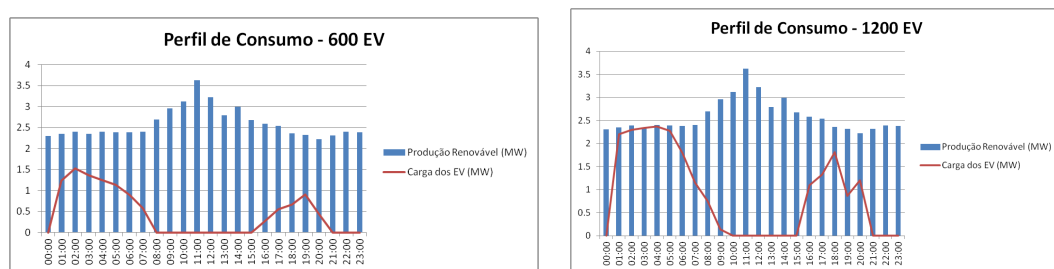


Figura 4.20: Perfis de Consumo para o Perfil 1 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1

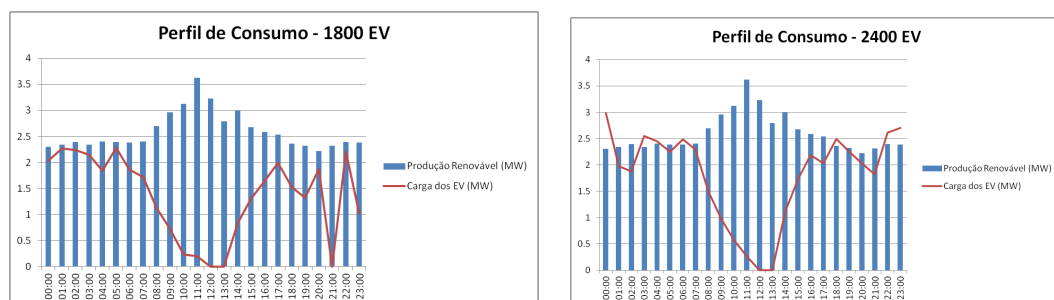


Figura 4.21: Perfis de Consumo para o Perfil 1 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2

#### 4.5.3.2 Perfil de Produção Renovável 2

As curvas de consumo para este perfil, presentes nas Figuras 4.22 e 4.23, diferem das anteriores na medida em que a produção fotovoltaica é superior, incorporando mais carga nas horas em que haja mais energia de fonte solar. Tal como no caso anterior, o cenário de 600 EV é igual ao da estratégia de Custo Mínimo.

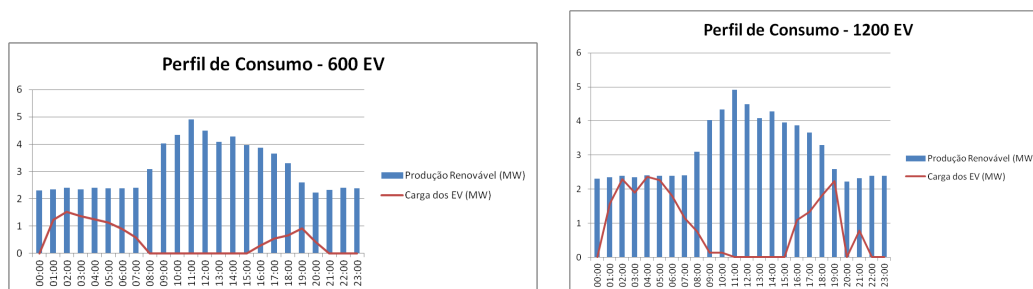


Figura 4.22: Perfis de Consumo para o Perfil 2 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1

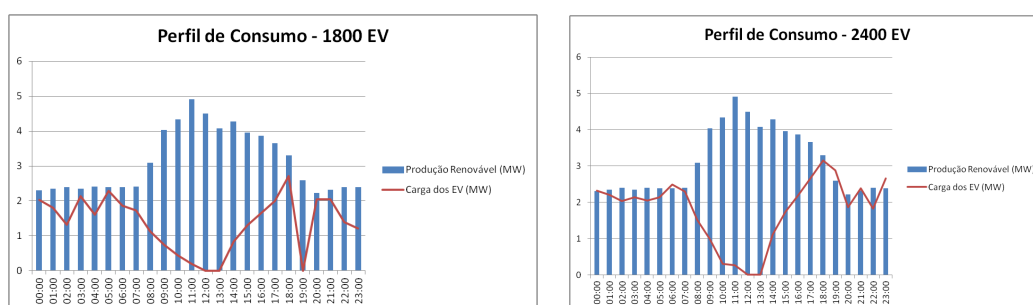


Figura 4.23: Perfis de Consumo para o Perfil 2 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2

#### 4.5.3.3 Perfil de Produção Renovável 3

O perfil renovável 3 das Figuras 4.24 e 4.25 tem valores de produção bastante inferiores ao 1 e 2, apresentando quebras significativas de produção. Deste modo, é mais acentuada a intenção de fazer o consumo acompanhar a produção, pois existe uma quebra acentuada do consumo entre as 18:00 e 21:00h que é quando a produção quebra também. Os casos de 1800 e 2400 EV apresentam soluções com semelhanças às de Custo Mínimo devido à produção renovável não ser suficiente para atender às necessidades de consumo, sendo particularmente notório no bloco já referido das 18:00 às 21:00h.

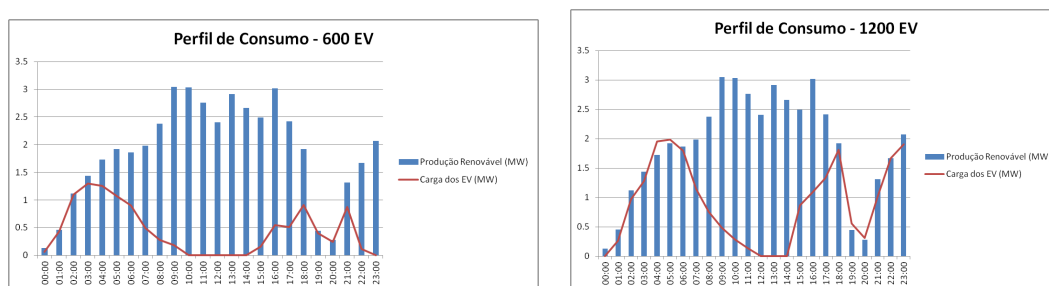


Figura 4.24: Perfis de Consumo para o Perfil 3 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1

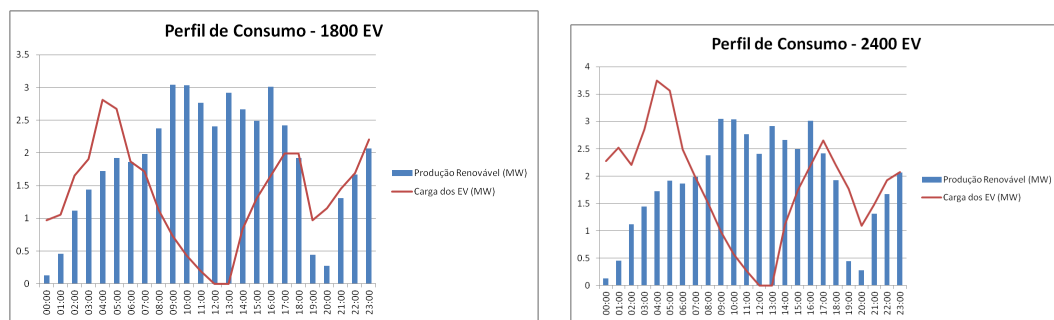


Figura 4.25: Perfis de Consumo para o Perfil 3 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2

#### 4.5.3.4 Perfil de Produção Renovável 4

Os resultados presentes nas Figuras 4.26 e 4.27 para o Perfil 4 assemelham-se aos do Perfil 3, havendo uma notória tentativa da carga seguir a produção renovável. Nos casos de 1800 e 2400 EV há excesso de carga em relação à produção renovável, que devido ao método das restrições foi deslocada para as horas mais baratas.

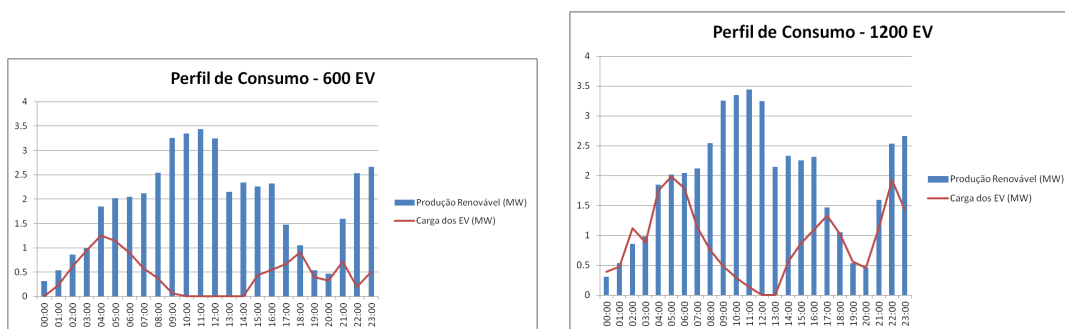


Figura 4.26: Perfis de Consumo para o Perfil 4 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 1

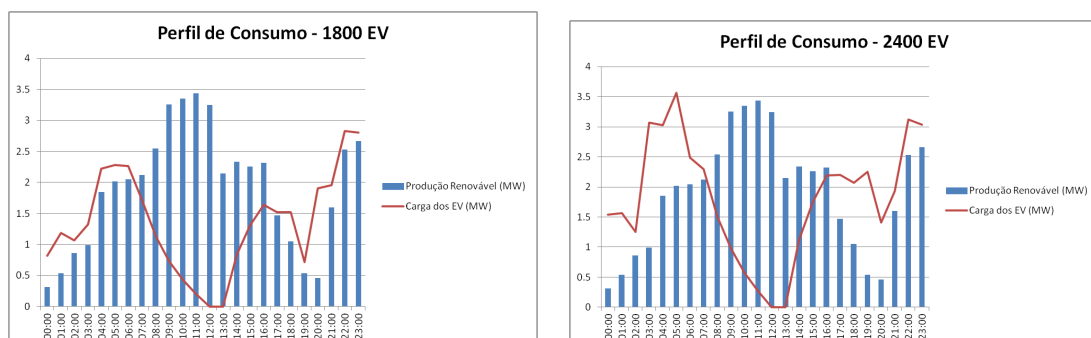


Figura 4.27: Perfis de Consumo para o Perfil 4 da estratégia de Seguimento da Produção Renovável - Parte 2

#### 4.5.3.5 Análise da estratégia

O objetivo principal desta estratégia é o de fazer coincidir o carregamento dos EV com a produção renovável local. Devido à produção renovável apresentar bastante variabilidade, quer seja entre épocas do ano ou até dentro do próprio dia em questão, e devido também à disponibilidade para carregar os EV ocorrem situações em que não existe produção renovável suficiente para atender às necessidades de consumo, resultando em situações em que o excesso de carga é elevado. Para estas situações é preciso complementar a estratégia de Seguimento da Produção Renovável com o novo objetivo, procurar o menor custo de energia para o mesmo valor de excesso de carga, pois o preço do excesso tem diferentes valores para cada hora.

#### 4.5.4 Estratégia Híbrida - Direto com Custo Mínimo

As estratégias até então definidas assumem que 100% dos consumidores seguirão o mesmo modo de carregamento, quer seja Direto, Custo Mínimo ou Seguimento da Produção Renovável. A estratégia a ser definida como Estratégia Híbrida parte do princípio que 50% dos consumidores adotam uma estratégia de Carregamento Direto e que os restantes 50% adotam a estratégia de Custo Mínimo. A definição desta estratégia surge de forma empírica, assumindo que num horizonte de curto/médio prazo os consumidores ainda estarão reticentes em deixar que uma entidade seja responsável por carregar os seus EV (Seguimento da Produção Renovável) ou falta de sensibilidade para carregar em horas de menor custo (Custo Mínimo).

À semelhança das estratégias de Carregamento Direto e Custo Mínimo, os perfis não dependem da produção renovável, sendo iguais para todos os casos.

Os dados utilizados são os resultantes das estratégias de Carregamento Direto e Custo Mínimo, e apenas se têm em conta os casos de 1200 e 2400 EV. A Figura 4.28 contém os resultados dos consumos.

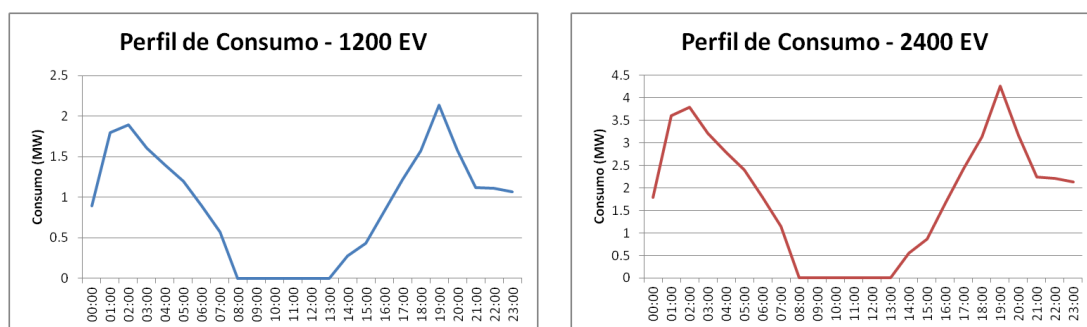


Figura 4.28: Perfis de Consumo para a Estratégia Híbrida

##### 4.5.4.1 Análise da estratégia

Comparando os resultados desta estratégia com os de Carregamento Direto e Custo Mínimo presentes nas Figuras 4.18 e 4.19, respetivamente, verifica-se um decréscimo do valor da ponta

de consumo devido a uma maior dispersão dos carregamentos em 2 blocos de grande consumo, o primeiro das 17:00 às 21:00 e o segundo das 0:00 até por volta das 4:00h

## 4.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo o Caso de Estudo está completamente definido, conhecendo-se a rede de Distribuição MT na qual se vai fazer a análise dos impactos da presença de EV conjuntamente com a produção renovável local. Em termos de EV, estão já definidos os diferentes valores do parâmetro da sua integração na rede, assim como os nós onde são alocados.

Os 4 perfis de produção renovável são importantes na medida em que permitem criar diferentes cenários numa área onde a incerteza deve ser tida em conta. Tanto a produção eólica como a fotovoltaica têm diferentes perfis, englobando casos com interesse analisar em termos de resultados de simulação.

O cenário de base do consumo definido é o ponto de comparação inicial para todas as estratégias e casos. Através deste é possível saber de que forma os EV vão afetar as diferentes variáveis do sistema de energia a partir de um estado inicial no qual não existe a presença de EV, apenas produção renovável.

A diferença em relação ao cenário de base será a carga dos EV que aparece na rede consoante o que se obtém dos perfis de carregamento. Cada perfil tem as suas especificidades, definidas no Capítulo 3, e terá como resultado uma dada carga a incluir a cada hora, nos nós onde os EV estejam presentes. Para as estratégias de Carregamento Direto, Custo Mínimo e Estratégia Híbrida a forma das curvas de consumo serão sempre iguais, contudo quando se passa para a estratégia de Seguimento da Produção Renovável a forma do consumo é dependente da produção renovável do perfil em causa, levando a que para cada caso haja uma curva de consumo própria.





## Capítulo 5

# Resultados das Simulações

### 5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados a metodologia usada e os resultados obtidos após executar os vários Trânsitos de Potências para os diferentes níveis de penetração dos EV e para os diferentes cenários de produção renovável definidos no Capítulo 4.

Para cada estratégia é obtido o caso de base, supondo a inexistência de EV na rede, com vista a ter uma base de comparação entre os diferentes parâmetros a avaliar. Os parâmetros mais relevantes para análise são as perdas totais diárias, os valores mínimos de tensão nos barramentos, a proximidade de as correntes nas linhas atingirem o limite máximo, o total de limites violados no período de 1 dia, o custo da energia total diária e o aproveitamento percentual da produção renovável diária para o carregamento dos EV. As alterações feitas aos diagramas de carga após a inclusão dos EV são também analisadas para todos os cenários e níveis de integração da nova carga.

### 5.2 Metodologia para o Trânsito de Potências

Com os dados apresentados nos Capítulos 3 e 4 são executados vários Trânsitos de Potências e agrupados os resultados para posterior análise de resultados. Uma vez que é necessário simular um dia completo, e como o Matpower está preparado para correr um TP de cada vez, foi alterado o código dos dados de entrada com vista a incorporar matrizes de 3 dimensões. As dimensões são referentes a:

- **Parâmetros a inserir** - correspondentes a todo o tipo de dados necessários, como parâmetros das linhas, consumos, produção, tipo de barramento, etc;
- **Barramento a considerar** - os barramentos estão numerados de 1 a 69, do mesmo modo que é apresentado na rede da Figura 4.1.
- **Hora do dia** - começando nas 0:00h até às 23:00h.

O programa é executado ciclicamente até todo o dia ser simulado e os resultados são extraídos para uma folha Excel. As variáveis de saída guardadas são:

- **Produção** - é obtido o valor associado à produção de cada nó, para cada hora;
- **Cargas** - é obtido o valor associado às cargas de cada nó, para cada hora;
- **Tensões** - são obtidas as tensões de todos os nós para cada hora;
- **Fluxo Potência Ativa  $P_{ik}$**  - são guardados os valores dos fluxos de Potência Ativa para cada hora;
- **Fluxo Potência Reativa  $Q_{ik}$**  - são guardados os valores dos fluxos de Potência Reativa para cada hora.

Através destas variáveis são calculadas outras variáveis que dependem dos resultados, nomeadamente:

- **Perdas** - calculadas para cada hora e para o dia completo;
- **Percentagem de ocupação das linhas** - obtido para o dia completo;
- **Custo da Energia** - valor obtido para o preço da energia para carregar os EV. O valor de custo para o cenário de base, i.e. sem EV, é considerado 0 e é a referência;
- **Aproveitamento da Produção Renovável** - correspondente à percentagem de energia renovável que coincide com o carregamento dos EV;
- **Outras.**

### 5.3 Alteração dos diagramas de carga

Com a introdução dos EV os consumos vão naturalmente aumentar, interessando analisar que tipo de alteração pode ocorrer nos diagramas de carga, nomeadamente quanto à sua forma, valor de ponta de consumo e a hora a que esta ocorre.

Recorrendo à Figura 4.17 do Capítulo 4, verifica-se que o diagrama de consumos apresenta uma forma típica da distribuição do consumo. Esse diagrama será alterado com a introdução dos consumos dos EV de acordo com a estratégia e quantidade de veículos elétricos presentes na Rede.

#### 5.3.1 Carregamento Direto

O impacto da adoção da estratégia de Carregamento Direto na forma do diagrama de curvas consiste no agravar da ponta de consumo, como se pode comprovar pelos gráficos das Figuras 5.1 e 5.2. Os valores de consumo do intervalo entre as 19:00h e as 23:00 inclusive são bastante agravados com o aumento da quantidade de EV na rede. Nas restantes horas o aumento não é

muito significativo, decorrente da inexistência de novos EV para carregar e de os anteriores já terem carregado completamente.

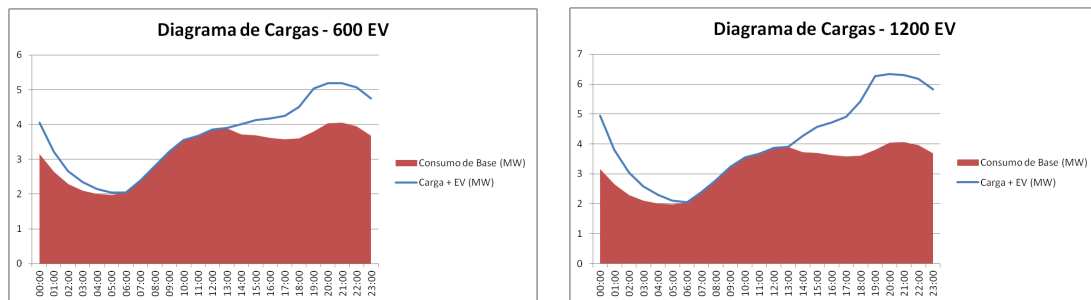


Figura 5.1: Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Carregamento Direto - Parte 1

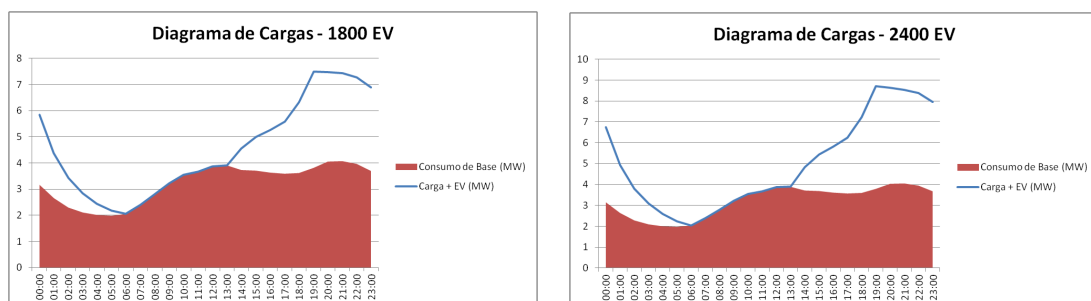


Figura 5.2: Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Carregamento Direto - Parte 2

### 5.3.2 Custo Mínimo

Com recurso às Figuras 5.3 e 5.4 são apresentadas as alterações que a estratégia de Custo Mínimo traz ao diagrama de cargas de base. Sendo uma estratégia que procura minimizar custo carregando os EV nas horas de menor consumo, e consequentemente mais baratas, haverá um aumento da carga nas horas de vazio. Tal afirmação é comprovada pelos gráficos, nos quais se verifica que para uma integração de EV superior a 1200 EV a ponta de consumo passa das 19:00h, como inicialmente se tinha, para as 2:00h. Com valores de integração mais baixo, como os de 600 e 1200 EV, a carga dos EV ainda não é suficiente para se dar alteração na hora a que ocorre a ponta de consumo.

A estratégia de Custo Mínimo leva a valores da ponta de consumo inferiores à do Carregamento Direto devido ao consumo dos EV se concentrar maioritariamente em horas que anteriormente eram de vazio.

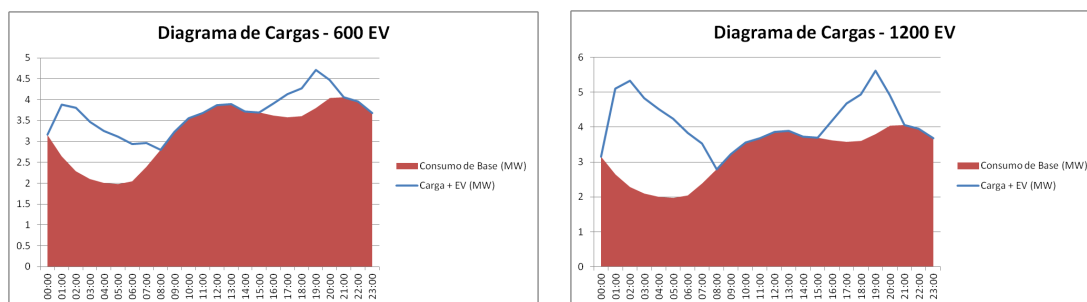


Figura 5.3: Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Custo Mínimo - Parte 1

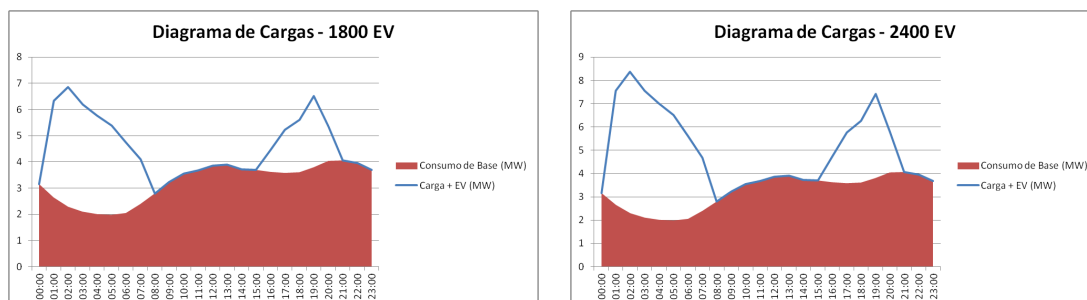


Figura 5.4: Alterações ao Diagrama de Cargas para estratégia de Custo Mínimo - Parte 2

### 5.3.3 Estratégia Híbrida

Sendo uma estratégia que consiste em agrupar as duas metades dos proprietários do EV nas estratégias de Carregamento Direto e Custo Mínimo, o diagrama de cargas da Figura 5.5 é o esperado, com 2 valores mais elevados de consumo correspondentes às horas da ponta em cada estratégia, embora com menor valor de consumo devido à tal separação nas 2 estratégias. A ponta de consumo surge às 19:00h, fruto de ambas as estratégias terem um elevado consumo nessa hora.

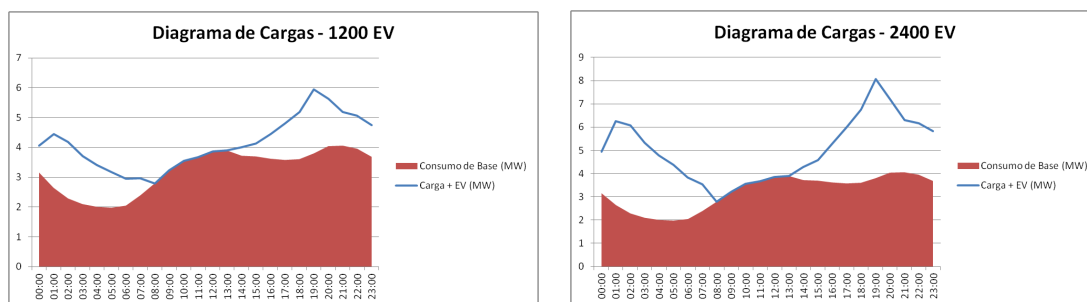


Figura 5.5: Alterações ao Diagrama de Cargas para Estratégia Híbrida

### 5.3.4 Seguimento da Produção Renovável

Como foi anteriormente referido, os Perfis de carregamento para o Seguimento da Produção Renovável dependem do perfil de produção renovável, pelo que há 16 diagramas de carga para

apresentar. Nesta subsecção serão apenas apresentados os casos correspondentes aos cenários em que há 2400 EV na rede e que levam a alterações mais significativas aos diagramas de carga.

Na Figura 5.6, são apresentados os gráficos referentes aos diagramas de consumo para os perfis de produção renovável 1 e 2, que como anteriormente referido são perfis em que a produção renovável é relativamente estável. Nestes observa-se uma distribuição do consumo relativamente homogénea durante o intervalo onde há disponibilidade para carregar. O diagrama de cargas não difere muito do de base no sentido em que a ponta se mantém no intervalo entre as 18:00 e as 22.00h, com a diferença de que o consumo aumentou.

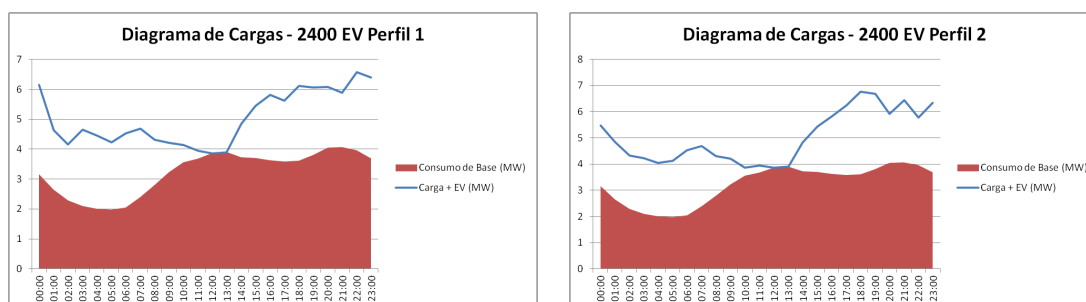


Figura 5.6: Alterações ao Diagrama de Cargas para Seguimento da Produção Renovável - Perfis 1 e 2

Ao analisar os perfis 3 e 4, na Figura 5.7, já se verificam diferenças significativas face aos 2 perfis vistos anteriormente. Nestes 2 casos, devido às quebras de produção eólica verifica-se que horas próximas do valor de ponta de base existe também uma quebra do consumo dos EV, no tal conceito de a carga seguir a produção.

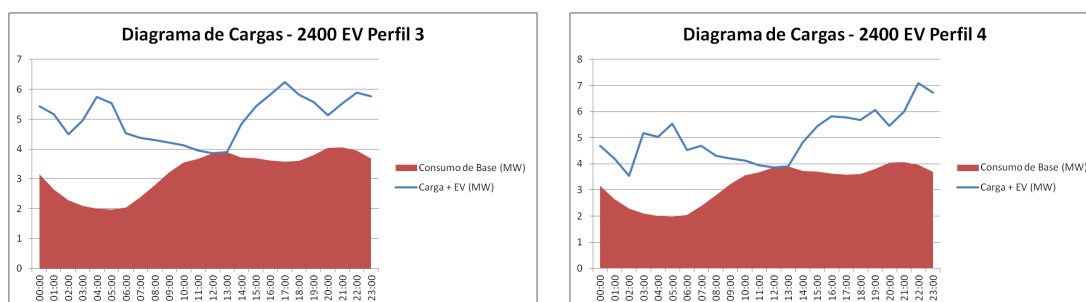


Figura 5.7: Alterações ao Diagrama de Cargas para Seguimento da Produção Renovável - Perfis 3 e 4

Verifica-se que os valores de ponta de todos os casos do Seguimento da Produção Renovável são inferiores aos das estratégias atrás analisadas.

### 5.3.5 Alterações na ponta de consumo

Como se pode ver pelas figuras atrás apresentadas, o diagrama de cargas típico de uma rede de distribuição MT pode sofrer alterações significativas com uma forte integração dos EV na rede.

Para o caso de base, sem EV na rede, temos:

- **Hora a que ocorre a ponta de consumo:** 21:00h
- **Valor da ponta de consumo:** 4.06 MW

Na Tabela 5.1 são listadas as horas a que ocorre a ponta de consumo para cada estratégia com o objetivo de comparar com o cenário de base e encontrar padrões para cada estratégia.

Tabela 5.1: Hora a que ocorre a ponta de consumo para todas as estratégias

Nº de EVs na rede	Direto (h)	Custo (h)	Híbrida (h)	Renovável 1 (h)	Renovável 2 (h)	Renovável 3 (h)	Renovável 4 (h)
<b>600 EV</b>	20:00h	19:00h	-	19:00h	19:00h	21:00h	21:00h
<b>1200 EV</b>	20:00h	19:00h	19:00h	18:00h	19:00h	22:00h	22:00h
<b>1800 EV</b>	19:00h	02:00h	-	22:00h	00:00h	23:00h	22:00h
<b>2400 EV</b>	19:00h	02:00h	19:00h	22:00h	18:00h	17:00h	22:00h

Verifica-se que com o Carregamento Direto a ponta ocorre às 19:00 ou 20:00h, consoante a quantidade de EV na rede, o mesmo que na Estratégia Híbrida. É um resultado esperado, visto que as cargas associadas aos EV são maioritariamente ligadas à rede nestas horas.

Para o Custo Mínimo, apenas para uma quantidade de EV a partir dos 1800 EV é que a ponta é alterada para as horas de menor consumo, no caso as 2:00h. O resultado não é muito diferente do esperado, contudo para quantidades pequenas de EV na rede não se dá ainda a alteração da ponta de consumo para as horas noturnas mais baratas mantendo-se a ponta nas 19:00h. Esta alteração pode ser interessante de analisar do ponto de vista dos preços da energia caso o impacto no diagrama de cargas global também passe por deslocar a ponta de consumo para horas até então de vazio.

Relativamente ao Seguimento da Produção Renovável, a hora a que a ponta ocorre está dependente da produção renovável diária, pelo que não existe uma hora que possa ser considerada como a ponta típica de consumo quando se segue esta estratégia. Este aspeto leva a dificuldades em termos de previsão do consumo, pois desta forma a carga vai depender muito das previsões de produção renovável para cada dia. Daqui se conclui que o adotar desta estratégia requer que as previsões quanto à produção renovável sejam fiáveis, sob pena de não se conseguir saber como vai ser o consumo diário visto este depender de quanta energia de fonte renovável estará disponível.

As Tabelas 5.2 e 5.3 contêm os dados referentes aos valores da nova ponta de consumo e do incremento percentual face ao valor de base para todas as estratégias analisadas, respetivamente.

Tabela 5.2: Valor da ponta de consumo para todas as estratégias

Nºde EVs na rede	Direto (MW)	Custo (MW)	Híbrida (MW)	Renovável 1 (MW)	Renovável 2 (MW)	Renovável 3 (MW)	Renovável 4 (MW)
<b>600 EV</b>	5.19	4.7	-	4.7	4.7	4.93	4.78
<b>1200 EV</b>	6.33	5.61	5.9	5.42	6.03	5.62	5.88
<b>1800 EV</b>	7.49	6.85	-	6.17	6.32	5.89	6.79
<b>2400 EV</b>	8.7	8.37	8.06	6.57	6.76	6.24	7.08

Tabela 5.3: Valor do aumento relativo da ponta de consumo para todas as estratégias

Nºde EVs na rede	Direto (%)	Custo (%)	Híbrida (%)	Renovável 1 (%)	Renovável 2 (%)	Renovável 3 (%)	Renovável 4 (%)
<b>600 EV</b>	27.83	15.76	-	15.76	15.76	21.43	17.73
<b>1200 EV</b>	55.91	38.18	45.32	33.50	48.52	38.42	44.83
<b>1800 EV</b>	84.48	68.72	-	51.97	55.67	45.07	67.24
<b>2400 EV</b>	114.29	106.16	98.52	61.82	66.50	53.69	74.38

A estratégia de Carregamento Direto é a que leva a maiores pontas de consumo de entre todas as estratégias, seguida do Custo Mínimo. Isto deve-se a ambas as estratégias concentrarem os carregamentos em certos períodos. No caso do Carregamento Direto, a concentração ocorre com a chegada de muitos EV entre as 17:00 e 20:00h, enquanto que no Custo Mínimo a concentração ocorre devido aos preços mais baixos durante a noite.

A estratégia Híbrida apresenta resultados melhores do que as de Carregamento Direto e Custo Mínimo devido a dividir o consumo nas 2 horas de ponta associadas às estratégias que a compõem, pelo que o resultado final é o de um consumo ligeiramente menor do que ambas.

Ao analisar os resultados do Seguimento da Produção Renovável facilmente se conclui que à medida que o número de EV aumenta, o aumento da ponta de consumo é menor quando comparado a todas as restantes estratégias. Esta tendência deve-se a ser feita uma distribuição dos consumos pelos períodos em que existe produção renovável, tentando-se igualar o valor de ambas sempre que possível, enquanto que as restantes estratégias se limitam a acumular mais carga ainda nas horas definidas para carregar previamente.

## 5.4 Impacto na Rede de Distribuição MT

Os resultados são agrupados por um dado número de indicadores, sendo deste modo mais simples averiguar qual ou quais as estratégias mais favoráveis para cada opção. Para cada indicador é feito também o estudo do caso de base em que não existem EV na rede como valor a usar como referência para comparação.

A apresentação de resultados é feita com um gráfico a representar os resultados de cada um dos 4 perfis de produção renovável criados, estando presente em cada gráfico o valor do parâmetro obtido para cada estratégia e para cada nível de penetração dos EV na rede. O valor do caso de base, i.e. sem EV na rede, é representando por uma linha horizontal a preto e serve como valor de referência. Nos parâmetros de Limites Violados, Custo da Energia e Aproveitamento da produção renovável o valor do caso base é 0 pelo que não há necessidade de o representar.

Por fim, realça-se que os perfis 1 e 2 são apresentados em conjunto, seguidos do 3 e 4. Isto deve-se à forma como estes foram definidos e por se assemelharem entre si. Os perfis 1 e 2 apresentam o mesmo perfil de produção eólica com pouca variabilidade apenas variando o valor de potência fotovoltaica instalada. Os perfis 3 e 4 apresentam o mesmo valor de potência fotovoltaica instalada, tendo 2 perfis de produção eólica diferentes e com maior variabilidade relativa quando comparados aos perfis 1 e 2.

### 5.4.1 Perdas totais

Este indicador reflete a forma como a rede está a ser explorada na medida em que menores valores de perdas correspondem a menores correntes nas linhas, procurando-se ter a produção o mais próximo possível da carga. O valor de perdas é proporcional ao quadrado da corrente nas linhas, pelo que em casos de elevado fluxo de potência temos garantidamente perdas elevadas.

O valor das perdas corresponde à soma das perdas para cada hora do dia. O seu cálculo é feito da seguinte forma:

$$Perdas\ hora_i = Producao\ hora_i - Consumo\ hora_i \quad (MWh) \quad (5.1)$$

$$Perdas = \sum_{i=1}^{24} Perdas\ hora_i \quad (MWh) \quad (5.2)$$

Nas Figuras 5.8 e 5.9 são apresentados os valores de perdas para cada perfil de produção renovável e cada nível de integração dos EV na rede.

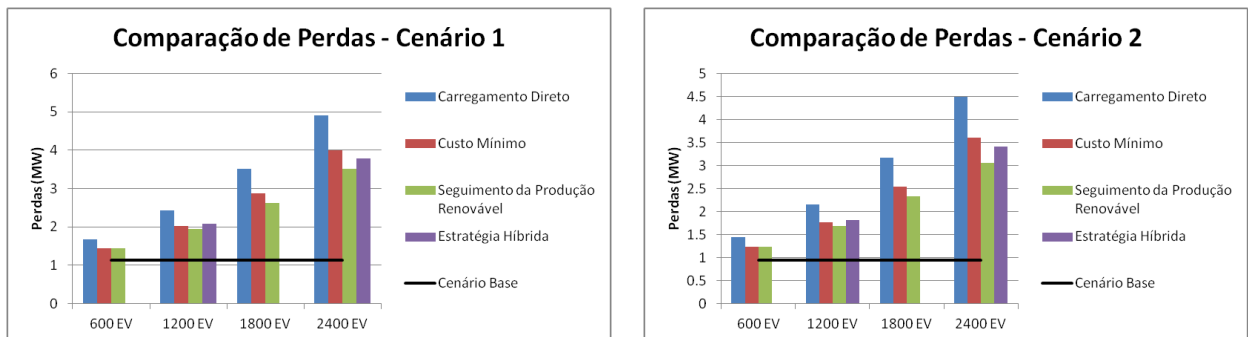


Figura 5.8: Perdas para os Perfis 1 e 2



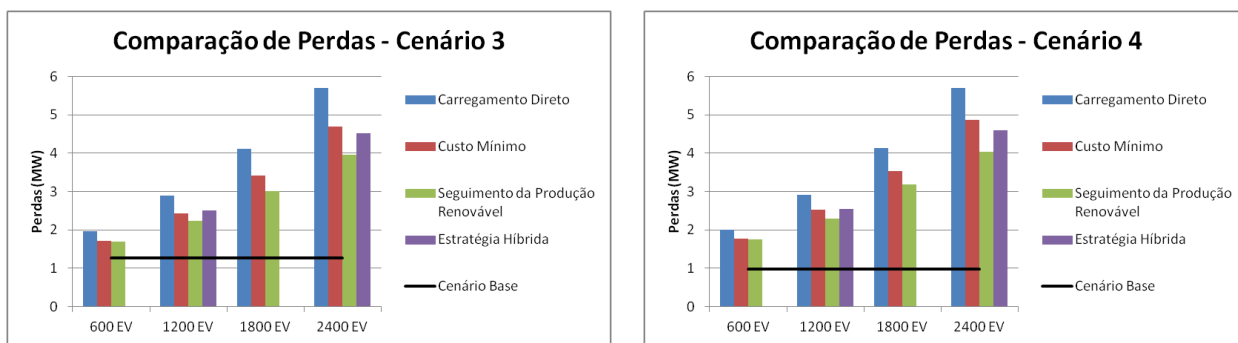


Figura 5.9: Perdas para os Perfis 3 e 4

#### 5.4.1.1 Análise Comparativa

Conforme os gráficos indicam, é notório que a estratégia que induz a menos perdas é a do Seguimento da Produção Renovável. A diferença é mais acentuada nos cenários 3 e 4, que correspondem aos perfis de produção onde existem quebras significativas da produção eólica, mostrando que a tentativa de fazer a carga seguir a produção renovável é benéfica em termos do parâmetro de perdas, pois nos casos 1 e 2 mesmo sem se fazer nada por isso, a carga acaba por seguir de algum modo a produção renovável devido a esta ser praticamente constante.

Não existe grande diferença entre as soluções de Custo Mínimo e Estratégia Híbrida quanto ao valor de perdas, sendo estas a segunda melhor solução. Relativamente ao Carregamento Direto, este apresenta valores de perdas superior a todas as restantes estratégias, aumentando a diferença à medida que se aumenta o número de EV na rede.

#### 5.4.1.2 Análise Individual

De modo geral, as perdas associadas ao Carregamento Direto são altas entre as 19:00 e as 0:00h do dia, o que coincide com a altura de maior consumo dos EV. Devido ao diagrama de cargas do caso da rede sem EV apresentar a ponta nesse mesmo intervalo, esta estratégia agrava o valor da ponta levando naturalmente a maior volume de perdas.

As perdas associadas ao Custo Mínimo tem maior incidência sobretudo às 1:00h, sendo a altura em que há maior concentração de EV a carregar, devido à conjugação de baixo custo com a disponibilidade de quase todos os EV. Existe também um valor elevado às 19:00h devido aos EV que chegam nas horas mais cedo da tarde e que fruto dos perfis de disponibilidade têm de efetivamente carregar a essa hora.

Na Figura 5.10 são apresentados 2 exemplos para as perdas ao longo do dia para as estratégias de Carregamento Direto e Custo Mínimo para o Perfil 4 de produção renovável.

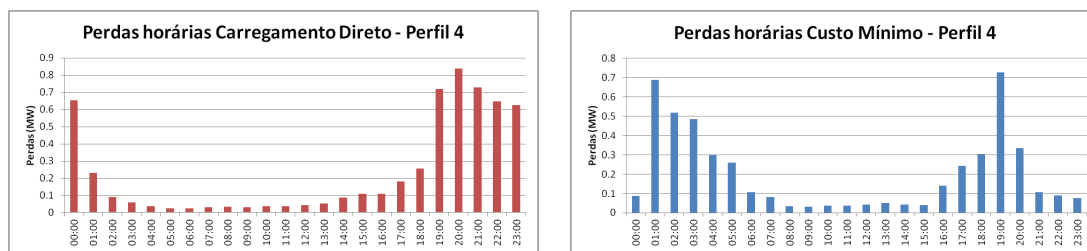


Figura 5.10: Exemplo de perfis de Perdas horárias para Carregamento Direto e Custo Mínimo para perfil 4

Analisando a Estratégia Híbrida, as perdas são mais elevadas entre as 19:00 e as 20:00h, embora haja uma razoável dispersão do valor de perdas pelos intervalos referidos nas 2 estratégias anteriormente analisadas.

Por fim, analisando o Seguimento da Produção Renovável, é difícil encontrar-se um padrão para os perfis de perdas, devido ao carregamento depender dos perfis de produção renovável. Ainda assim, para os casos estudados verifica-se que o valor máximo de perdas ocorre entre as 19:00 e as 22:00h quase sempre, devendo-se isso ao facto desta estratégia ignorar por completo os custos da energia bem como se está ou não a agravar a ponta. No caso de haver muita disponibilidade renovável na hora de ponta, os carregamentos serão feitos nessa hora caso haja disponibilidade. Daqui resulta uma possível limitação a esta estratégia, pois no caso de haver grande concentração da produção renovável nas horas de ponta ter-se-ão valores de perdas elevados devido a se agrupar bastante os valores de consumo numa hora.

Na Figura 5.11 são apresentados os resultados das perdas horárias relativas as estratégias Híbrida e Seguimento da Produção Renovável, ambas para o perfil 4 de produção renovável.

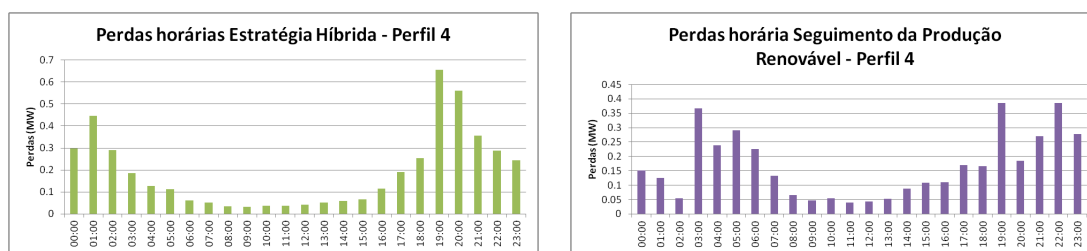


Figura 5.11: Exemplo de perfis de Perdas horárias para Estratégia Híbrida e Seguimento da Produção Renovável para perfil 4

## 5.4.2 Tensões

Com vista a analisar o impacto das diferentes estratégias de carregamento foi feito o levantamento dos valores mínimos de tensão para o dia completo em todos os casos simulados. O valor do limite mínimo de tensão considerado é de 0,95 p.u., sendo irrelevante o valor de limite máximo devido à inexistência de algum elemento elevador da tensão na rede MT, podendo contudo haver subidas de tensão ao nível da BT.

Nas Figuras 5.12 e 5.13 estão contidos os gráficos relativos aos resultados obtidos, sendo que cada gráfico apresenta o pior caso de tensões para o dia completo.

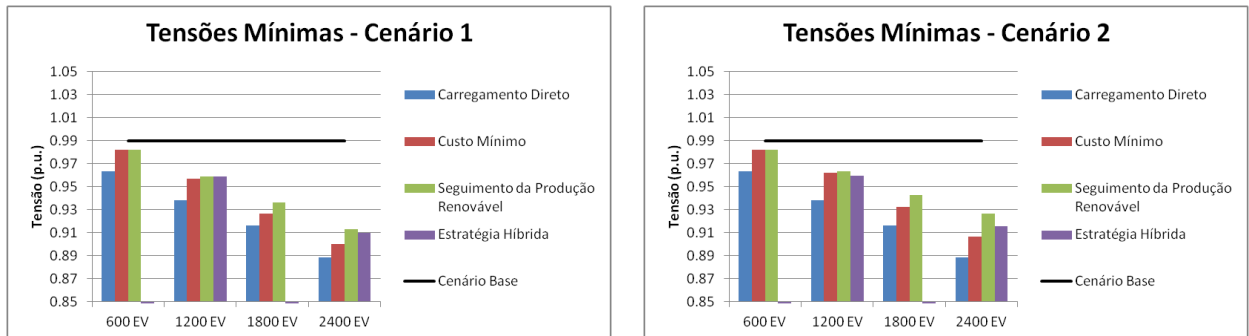


Figura 5.12: Tensões Mínimas para os Perfis 1 e 2

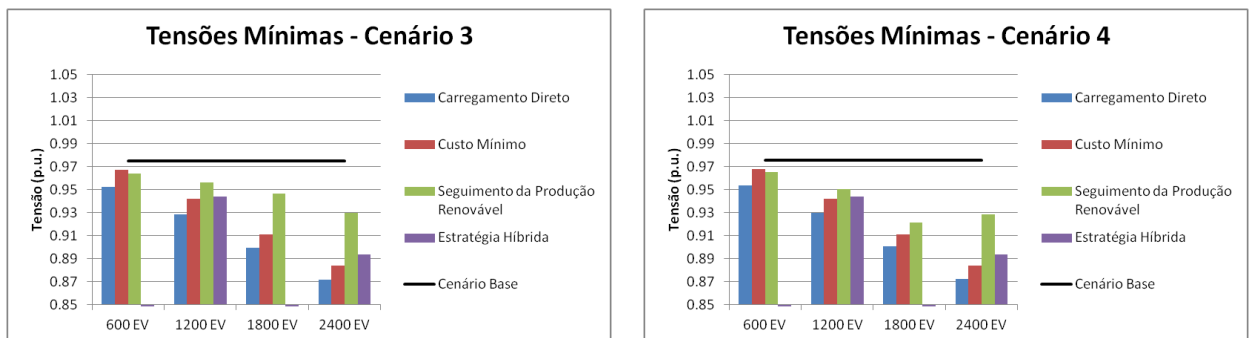


Figura 5.13: Tensões Mínimas para os Perfis 3 e 4

#### 5.4.2.1 Análise Comparativa

Através de análise dos gráficos, conclui-se que a estratégia de Seguimento da Produção Renovável é a que leva a melhores resultados em termos de tensões, pois para todos os cenários é a estratégia que apresenta valores de tensão mínima mais altos, sendo cada vez mais notória à medida que aumenta o número de EV na rede. As estratégias de Custo Mínimo e Híbrida apresentam resultados semelhantes entre si, sendo a segunda melhor alternativa. O Carregamento Direto apresenta os piores resultados, com as tensões mais baixas de todas.

Verifica-se que para os casos em que a produção renovável é mais variável, i.e. para os cenários 3 e 4, é mais notória a vantagem que se tem em seguir o Seguimento da Produção Renovável, pois a diferença entre as tensões mínimas desta estratégia para as outras é maior do que nos cenários 1 e 2.

#### 5.4.2.2 Análise Individual

O valor mínimo da tensão ocorre, para todos os casos, no barramento 65. Isto acontece devido ao barramento 65 ser o último do ramo em que se insere na rede radial em estudo (barramento

53 a 65) e também por ser o ramo mais carregado em termos de carga. Deste modo haverá mais corrente a fluir nas linhas havendo maiores quedas de tensão, levando a que o último barramento seja o que tem menor valor de tensão devido a não haver nenhum elemento elevador de tensão na rede.

As Figuras 5.14 e 5.15 apresentam a variação da tensão diária no barramento 65, o pior caso em todos os cenários para cada uma das estratégias, para o Perfil 3 de produção renovável.

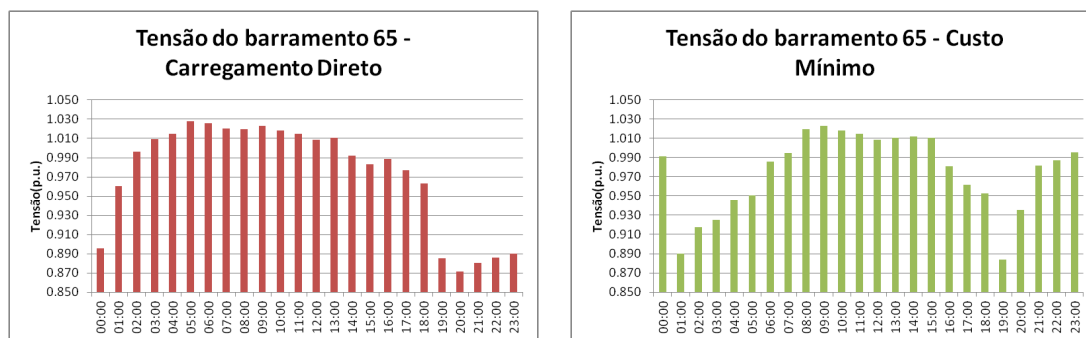


Figura 5.14: Tensões do barramento 65 para Carregamento Direto e Custo Mínimo, para o perfil 3 de produção renovável

Após análise da figura, conclui-se que Carregamento Direto afeta as tensões a ponto de as trazer para valores bem abaixo do limite no intervalo de tempo entre as 19:00 e as 0:00h. Como este intervalo horário coincide com o de maior consumo na rede, os valores de tensão são penalizados ao ponto de atingirem valores abaixo dos 0,9p.u. inclusive.

No Custo Mínimo as tensões são mais afetadas durante a noite, e como coincide com horas em que há menos consumo global os valores de tensão são menos baixos. Às 19:00h há uma quebra de tensão acentuada, fruto dos EV que carregam a essa hora.

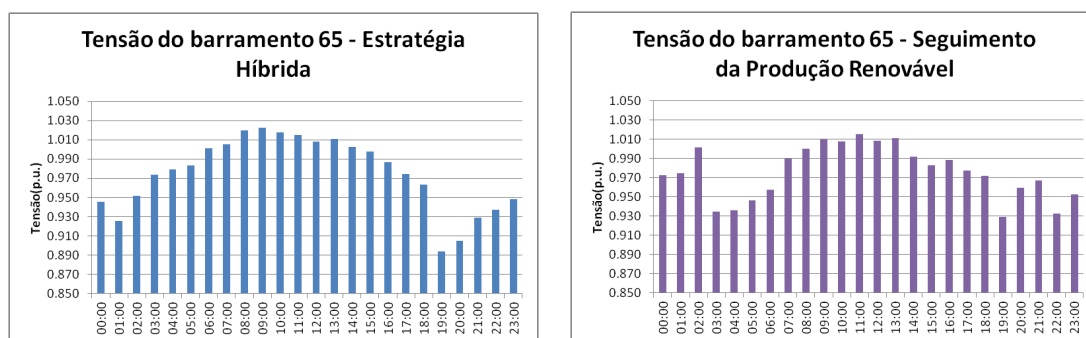


Figura 5.15: Tensões do barramento 65 para Estratégia Híbrida e Seguimento da Produção Renovável, para o perfil 3 de produção renovável

A estratégia Híbrida apresenta valores mais baixos de tensão nas mesmas horas que o Carregamento Direto, embora os valores não sejam tão baixos, sobretudo devido à distribuição das cargas entre as horas de vazio e ponta.

Relativamente ao Seguimento da Produção Renovável, os valores de tensão apresentam flutuações mais pequenas devido a uma melhor distribuição das cargas dos EV. Esta estratégia apresenta resultados bons ao nível das tensões quando a produção renovável é mais constante.

### 5.4.3 Ocupação das linhas

O parâmetro de ocupação das linhas visa avaliar o caso em que existe uma maior taxa de ocupação das linhas, ou seja, quando o limite de corrente estiver mais próximo do limite máximo. Este indicador é medido em percentagem e consiste em avaliar qual a quantidade da corrente máxima da linha que está a ser efetivamente usada.

Nas Figuras 5.16 e 5.17 são apresentados os gráficos com os piores casos de ocupação das linhas para todas as estratégias, cenários e quantidade de EV.

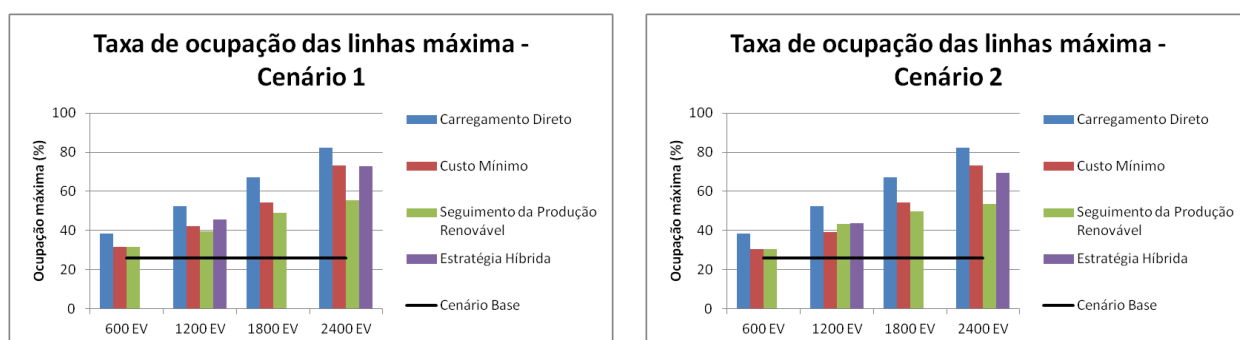


Figura 5.16: Trânsito máximo nas linhas para os Perfis 1 e 2

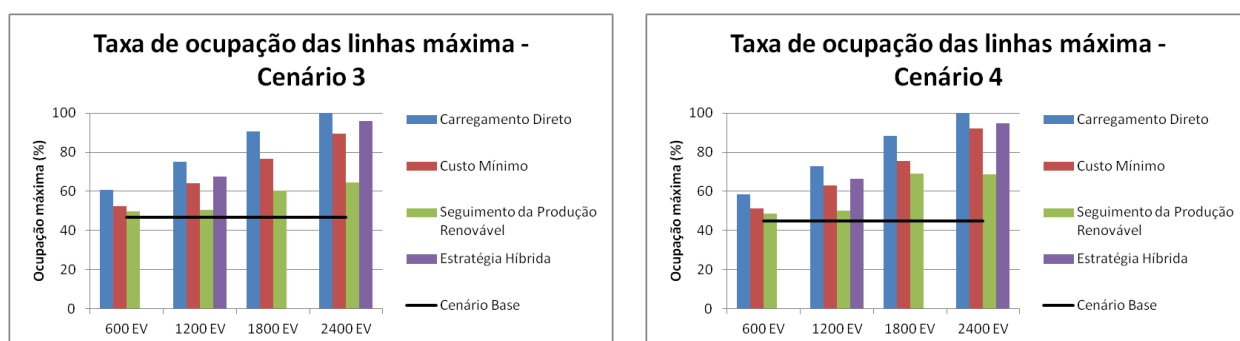


Figura 5.17: Trânsito máximo nas linhas para os Perfis 3 e 4

#### 5.4.3.1 Análise Comparativa

Analisando a ocupação das linhas de cada estratégia, verifica-se uma vez mais que a estratégia de Seguimento da Produção Renovável conduz a melhores resultados que as restantes. Este resultado é esperado, visto que segue o âmbito da produção dispersa levar a menor ocupação das linhas devido à produção ser feita perto do local de consumo.

As estratégias de Custo Mínimo e Híbrida são a melhor alternativa a seguir ao Seguimento da Produção Renovável, apresentando valores bastante similares. O Carregamento Direto mostra ser a pior de todas as alternativas neste parâmetro.

Tal como acontecia nos parâmetros anteriores, verifica-se que quando há maior variabilidade da produção renovável se tem uma maior diferença entre o resultado do Seguimento da produção Renovável e as restantes.

#### 5.4.3.2 Análise Individual

Numa análise individual, o que se observa é que o valor de trânsito máximo ocorre sempre na linha 1-2, correspondendo à linha que está ligada ao SEE. A potência requerida à rede corresponde sempre ao valor máximo de ocupação de todas as linhas.

Este valor ocorre na mesma hora da ponta de consumo de cada estratégia e cenário, listados na tabela 5.1. Por análise dos resultados, faz sentido que o Seguimento da Produção renovável tenha um valor mais baixo, na medida em que procura rentabilizar ao máximo o aproveitamento desta fonte de energia, recorrendo menos à rede para responder aos consumos pedidos devido à carga ser orientada em função da produção renovável.

Nos cenários 3 e 4, o valor máximo de corrente nas linhas é ultrapassado na estratégia de Carregamento Direto, como é visível na Figura 5.18.

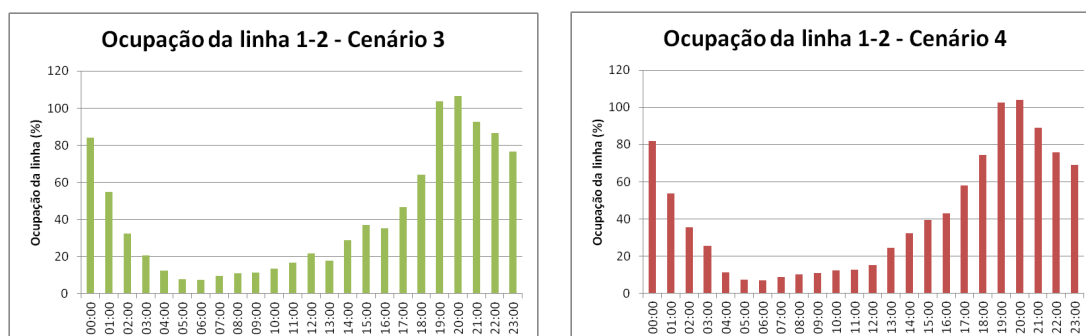


Figura 5.18: Trânsito das linhas 1-2 para Carregamento Direto dos Perfis 3 e 4

#### 5.4.4 Limites violados

O indicador denominado de Limites Violados corresponde à soma de todos os limites, nomeadamente de tensão e trânsito das linhas, ultrapassados no decorrer do dia. Este não é mais que uma consequência dos indicadores de tensão e trânsito nas linhas atrás indicados, com a vantagem de nos dar a quantidade de vezes que há algo por retificar para o bom funcionamento da rede.

As Figuras 5.19 e 5.20 mostram os gráficos com os limites violados para todos os casos estudados.

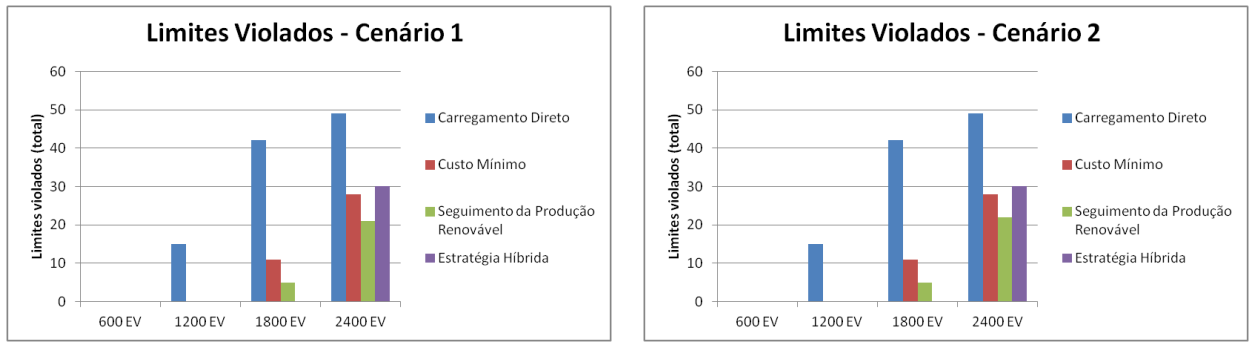


Figura 5.19: Total de limites violados para os Perfis 1 e 2

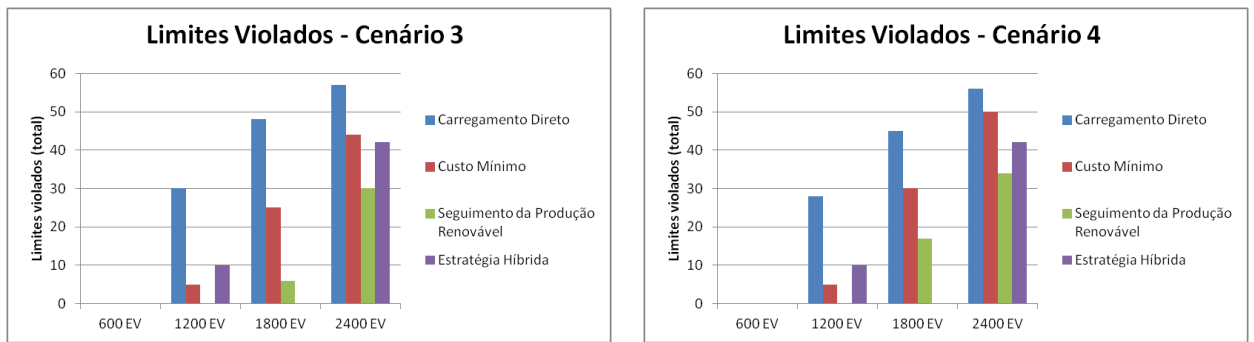


Figura 5.20: Total de limites violados para os Perfis 3 e 4

Os resultados de ambas as figuras vão de acordo aos anteriormente analisados. A estratégia de Seguimento da Produção Renovável é a que menos limites viola, ocorrendo apenas para valores de EV acima de 1800 e 2400. As estratégias de Custo Mínimo e Híbrida são as soluções intermédias, enquanto que o Carregamento Direto é a pior solução.

Um aspeto a ressaltar é o de que o limite de ocupação das linhas apenas é violado na estratégia de Carregamento Direto nos cenários 3 e 4, para 2400 EV.

#### 5.4.5 Custo da Energia

Este parâmetro visa avaliar o custo da energia que cada alternativa terá num ambiente de mercado, sendo para tal utilizados valores reais do preço da energia em mercado obtidos em [41]. O valor total do custo de energia diário é obtido da seguinte forma:

$$Custo = \sum_{i=1}^{24} Preco\ hora_i \times Consumo\ hora_i \quad (€) \quad (5.3)$$

Sendo o consumo referente somente às cargas dos EV. O valor do custo de energia da restante carga da rede é considerada 0 de modo a ser usado como referência. O valor obtido para cada caso corresponde ao incremento de custo de energia que a inclusão dos EV traria à rede.

As Figuras 5.21 e 5.22 contêm os custos totais diários associadas a cada uma das estratégias analisadas, para os diferentes cenários.

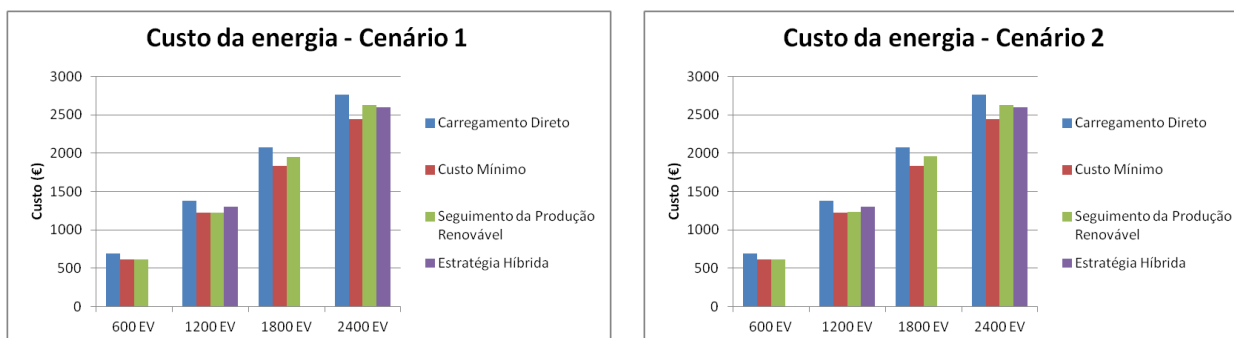


Figura 5.21: Custo da energia para os Perfis 1 e 2

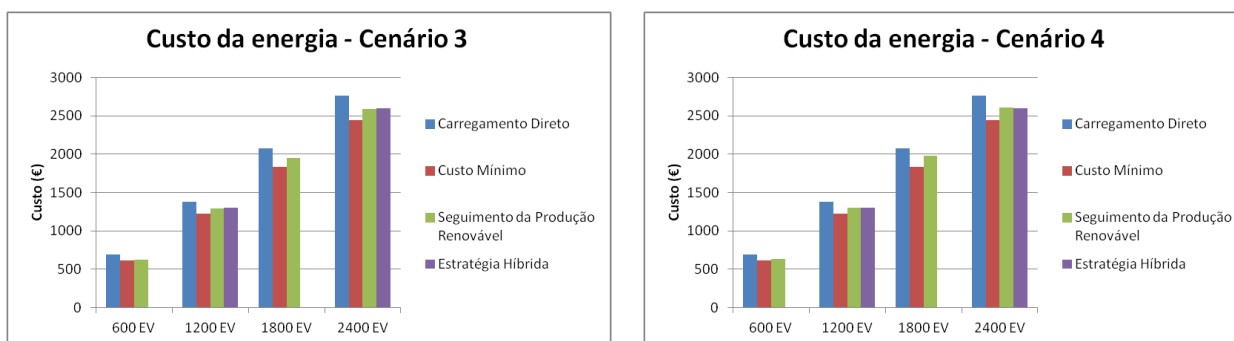


Figura 5.22: Custo da energia para os Perfis 3 e 4

A alternativa que leva a custos de energia menores é, como seria de esperar, a de Custo Mínimo devido à própria estratégia consistir em minimizar o custo da energia. O seu valor aumenta com a quantidade de EVs e é independente dos perfil de produção renovável em causa.

As estratégias Híbrida e Seguimento da Produção Renovável têm custos muito semelhantes para todos os cenários, constituindo a segunda melhor opção em termos económicos. O custo da estratégia de Seguimento da Produção Renovável é variável, dependendo sempre do perfil de carregamento em causa, que por sua vez depende também da produção renovável do dia a tratar.

Por fim surge o Carregamento Direto como pior opção, apresentando os maiores valores de custo em todos os casos, decorrente de a carga dos EV surgir maioritariamente no intervalo entre as 19:00 e as 0:00h, apanhando horas de custo elevado.

#### 5.4.6 Aproveitamento da produção renovável

O parâmetro Aproveitamento da produção renovável visa indicar a quantidade de energia renovável disponível da rede que é conjugada com o carregamento dos EV, ou seja, se num dado dia há 1MW de produção renovável, o valor do indicador desse dia será de 100% se a carga dos EV for de 1MW ou mais e será de 0% se a carga for 0MW.



O parâmetro é calculado da seguinte forma:

•Se:

$$Carga\ EV\ hora_i > Disponibilidade\ Renovavel\ hora_i \quad (5.4)$$

$$Energia\ aproveitada\ hora_i = Disponibilidade\ Renovavel\ hora_i \quad (MWh) \quad (5.5)$$

•Senão:

$$Energia\ aproveitada\ hora_i = Carga\ EV\ hora_i \quad (MWh) \quad (5.6)$$

•Finalmente:

$$Aproveitamento = \sum_{i=1}^{24} \frac{Energia\ aproveitada\ hora_i}{Energia\ renovavel\ total} \quad (\%) \quad (5.7)$$

As Figuras 5.23 e 5.24 mostram os gráficos com o aproveitamento da produção renovável para todos os casos estudados.

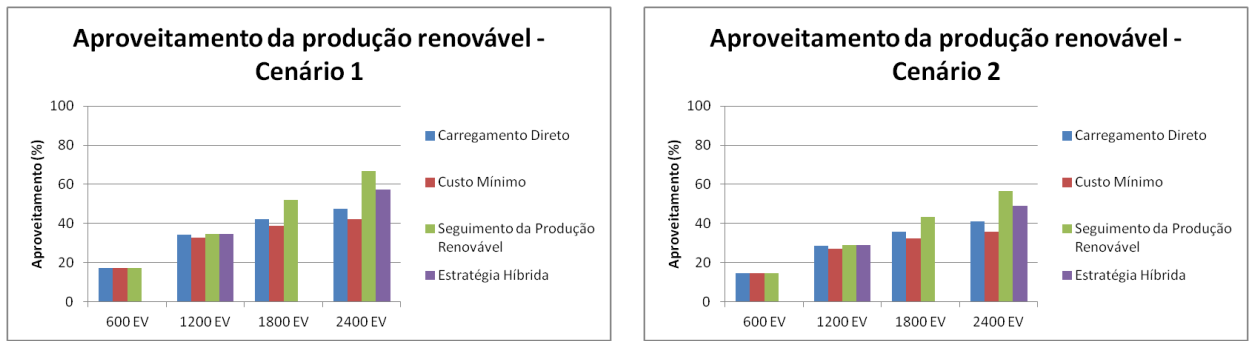


Figura 5.23: Aproveitamento da produção renovável para os Perfis 1 e 2

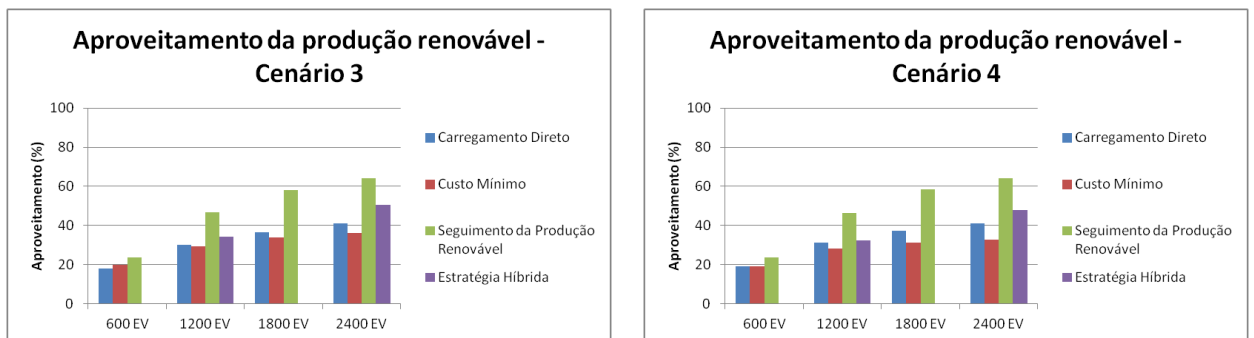


Figura 5.24: Aproveitamento da produção renovável para os Perfis 3 e 4

Os valores de aproveitamento de produção renovável mais elevados encontram-se na estratégia de Seguimento da Produção Renovável, como seria expectável, visto que esta estratégia procura

maximizar este indicador. À medida que a carga aumenta, maior é o aproveitamento devido a ser mais fácil conciliar carga e consumo, chegando a haver alturas em que o consumo é superior à disponibilidade renovável. Com esta estratégia os consumos dos EV e a produção renovável tendem a assemelhar-se, e não fossem as restrições de disponibilidade e dos modelos definidos seriam praticamente iguais.

Nas Figuras 5.25 e 5.26 observa-se a evolução da carga dos EV em função do número de EV na rede para o perfil 1 de produção renovável para a estratégia de Seguimento da Produção Renovável.

No caso de 600 EV há muita disponibilidade renovável quando comparado ao consumo, pelo que é praticamente indiferente definir quando os carregamentos são efetuados, recorre-se deste modo ao critério secundário, o custo da energia, para definir quando se carregam as baterias, resultando num perfil igual ao do Custo Mínimo. Aumentando para os 1200 EV, torna-se mais fácil entender o racional da estratégia, que passa por aproveitar ao máximo a produção renovável local, evitando ultrapassar o valor desta para cada hora.

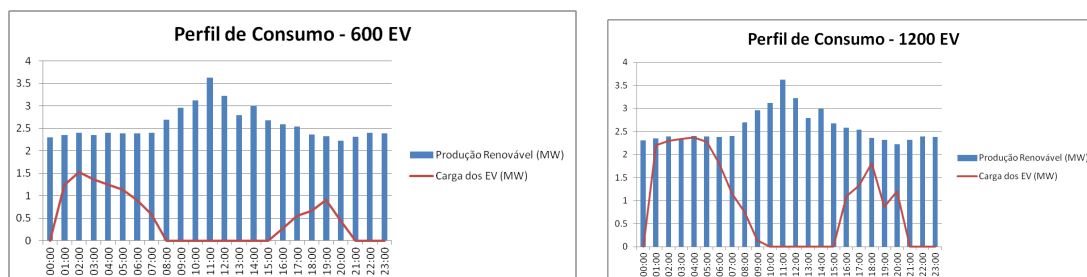


Figura 5.25: Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 1 para 600 e 1200 EV

O caso de 1800 EV apresenta uma forte quebra no consumo as 21.00h (nenhum EV a carregar), resultado do maior custo associado a esta hora, havendo disponibilidade renovável suficiente para o carregamento ser feito nas horas mais baratas sem prejuízo de aproveitamento das renováveis. À medida que a carga aumenta vamos tendo maior aproveitamento da produção renovável, sendo que para o caso dos 2400 EV temos as curvas de consumo e de produção quase iguais, com a ressalva de nas horas próximas do meio dia não haver carregamentos devido ao perfil de disponibilidade.

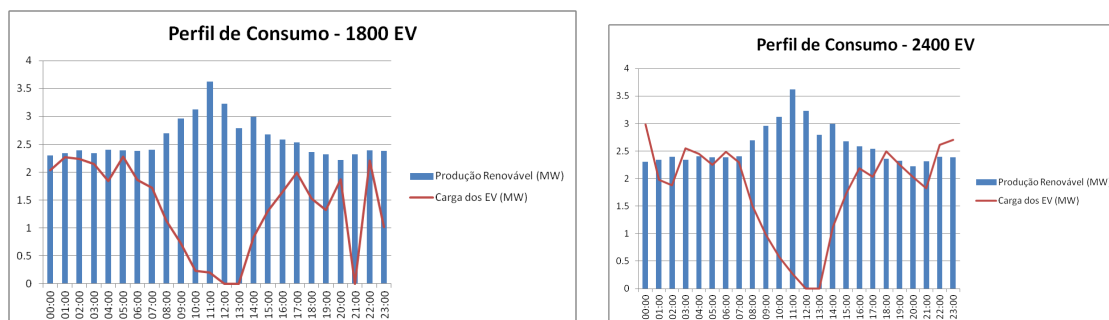


Figura 5.26: Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 1 para 1800 e 2400 EV

Nas Figuras 5.27 e 5.28 observa-se a evolução da carga dos EV em função do número de EV na rede para o perfil 4 de produção renovável.

Os casos de 600 e 1200 EV permitem observar claramente a tentativa de se fazer a carga seguir o valores da produção renovável, evitando consumir nas alturas em que esta seja menos abundante, neste caso entre as 18:00 e 19:00h. As quebras de consumo ocorrem devido a situações em que carregar os EV levaria a custos globais superiores.

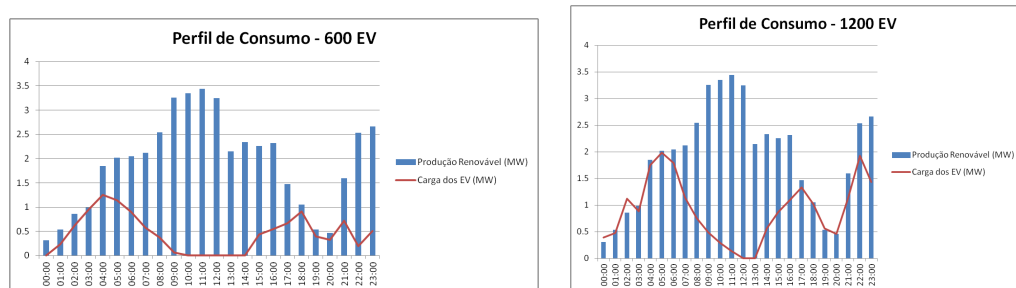


Figura 5.27: Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 4 para 600 e 1200 EV

Passando para os casos em que há maior quantidade de EV na rede, verifica-se que para o perfil 4 há alturas em que é impossível, devido às restrições definidas no modelo de carregamento, ter o valor de produção renovável igual ou superior ao da carga, levando situações em que há mais consumo do que disponibilidade renovável. Para estes casos verifica-se que a estratégia tende a assemelhar-se à de Custo Mínimo devido ao segundo critério de decisão ser o custo da energia.

Todas as restantes estratégias têm o perfil indicado no capítulo 3, ignorando a disponibilidade renovável por completo.

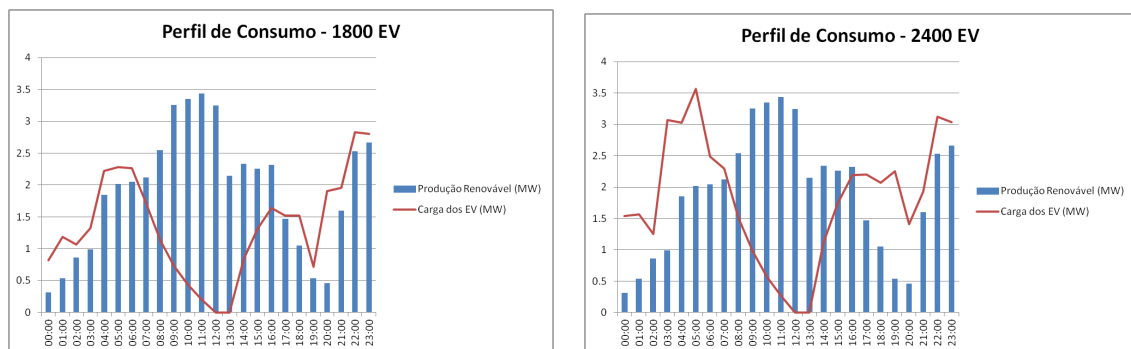


Figura 5.28: Produção renovável e consumo dos EV para o Perfil 4 para 1800 e 2400 EV

### 5.4.7 Comparação geral

De modo a se poder fazer uma análise comparativa com os valores obtidos são aqui apresentadas 3 tabelas referentes a 3 casos diferentes, com a comparação entre todas as estratégias no parâmetros definidos anteriormente.

Na Tabela 5.4 são apresentados os valores para o cenário de produção renovável 1, com 1200 EV na rede.

Tabela 5.4: Comparação entre estratégias - Cenário 1 com 1200 EV

<b>Parâmetros</b>	<b>Direto</b>	<b>Custo Mínimo</b>	<b>Renovável</b>	<b>Híbrida</b>
Perdas (MWh)	2.433	2.031	1.946	2.084
Tensão Mínima (p.u.)	0.938	0.957	0.959	0.958
Limites Violados	15	0	0	0
Trânsito Máximo (%)	52.3	42.3	39.6	45.7
Custo EV (€)	1380.83	1221.35	1228.66	1300.76
Aproveitamento Renovável (%)	34.4	32.75	34.77	34.74

Na Tabela 5.5 são apresentados os valores para o cenário de produção renovável 2, com 2400 EV na rede. É o cenário com mais produção renovável.

Tabela 5.5: Comparação entre estratégias - Cenário 2 com 2400 EV

<b>Parâmetros</b>	<b>Direto</b>	<b>Custo Mínimo</b>	<b>Renovável</b>	<b>Híbrida</b>
Perdas (MWh)	4.496	3.606	3.054	3.403
Tensão Mínima (p.u.)	0.888	0.906235827	0.927	0.916
Limites Violados	49	28	22	30
Trânsito Máximo (%)	82.4	73.3	53.7	69.3
Custo EV (€)	2762.21	2440.44	2629.27	2601.47
Aproveitamento Renovável (%)	41.17	35.83	56.68	48.95

Na Tabela 5.6 são apresentados os valores para o cenário de produção renovável 4, com 2400 EV na rede. Este é o cenário com maiores quebras de produção renovável.

Tabela 5.6: Comparação entre estratégias - Cenário 4 com 2400 EV

<b>Parâmetros</b>	<b>Direto</b>	<b>Custo Mínimo</b>	<b>Renovável</b>	<b>Híbrida</b>
Perdas (MWh)	5.696	4.863	4.035	4.605
Tensão Mínima (p.u.)	0.872	0.884	0.929	0.894
Limites Violados	56	50	34	42
Trânsito Máximo (%)	104.1	92.2	68.6	94.7
Custo EV (€)	2762.21	2440.44	2608.54	2601.47
Aproveitamento Renovável (%)	41.13	32.77	64.05	48

Os dados apresentados nas tabelas permitem fazer uma análise global numérica dos parâmetros todos utilizados para avaliar as estratégias de carregamentos utilizadas e comparar os resultados obtidos por cada uma em iguais condições de integração de EV e produção renovável.

## 5.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo descreve-se a metodologia seguida para a simulação, que consiste em agrupar todas as variáveis relevantes que o programa fornece e fazer o tratamento da informação de modo a filtrar o que é importante e o que são resultados intermédios.

As simulações e resultados permitem analisar o impacto que cada uma das estratégias tem no diagrama de cargas. A forma do diagrama de cargas típico é bastante alterada à medida que se vão aumentando os EV na rede, e devido à sua forma de carregamento ser bastante flexível podem ocorrer modificações muito diferentes entre estratégias. Cada estratégia tem os seus critérios na definição do carregamento, causando diferentes alterações, embora seja comum a todas que a curva de consumo de base deixa de existir, mesmo para cenários de menor quantidade de EV na rede, como o caso de 600 EV.

A hora a que ocorre a ponta de consumo sofre também alterações, ocorrendo às 19:00 ou 20:00h para o Carregamento Direto, correspondendo à hora a que há mais EV disponíveis para carregar. A estratégia de Custo Mínimo pode ter a ponta às 19:00h para menores quantidades de EV na rede, embora tipicamente este tipo de carregamento tenha a ponta deslocada para as horas de vazio à medida que se aumenta o nº de EVs, ocorrendo às 2.00h. A Estratégia Híbrida tem a ponta de consumo às 19:00h. Passando ao Seguimento da Produção Renovável, a hora a que a ponta ocorre depende do perfil de produção renovável, não havendo uma hora fixa.

Os valores da ponta de consumo são mais elevados para a estratégia de Carregamento Direto, seguida do Custo Mínimo e Híbrida. Seguindo a produção renovável, as pontas de consumo serão menores, resultado de uma melhor distribuição dos consumos ao longo do dia. Daqui se pode afirmar que uma produção renovável mais constante ao longo do dia, com menos quebra de produção, leva a uma melhor distribuição dos consumos e evita que haja uma elevada concentração da carregamentos a ser feitos numa dada hora.

Após análise dos indicadores de Perdas, Tensões Mínimas, Ocupação das Linhas, Limites, Custo da energia e Aproveitamento da produção renovável, verifica-se que o Seguimento da Produção Renovável tem melhores resultados em todos os parâmetros, exceto no custo da energia. A solução mais barata é a de Custo Mínimo, para todos os casos. Quanto ao Carregamento Direto, esta solução apresenta os piores resultados em termos de indicadores da rede e é a mais cara de todas. A estratégia Híbrida é muito semelhante à de Custo Mínimo em todos os aspetos técnicos da rede, no entanto é uma solução mais cara.



## Capítulo 6

# Estudo de perfil multi-critério

### 6.1 Introdução

Após a comparação dos resultados das diversas estratégias de carregamento definidas apresenta-se neste capítulo um estudo de possíveis soluções de carregamento com uma função multi-objetivo, procurando-se minimizar o custo e maximizar o aproveitamento da produção renovável. Nenhum dos dois modelos de carregamento é dominante em relação ao outro, pois apesar do Seguimento da Produção Renovável ser melhor do que o Custo Mínimo em todos os aspetos ligados à exploração da rede, o seu custo é mais elevado, podendo não ser a solução mais interessante do ponto de vista de quem a deve tomar. Este estudo é feito para o perfil 4 de produção renovável, numa rede com 2400 EV, recorrendo ao modelo de Seguimento da Produção Renovável definido no Capítulo 3 conjugado com o método da restrições para minimizar o custo da energia.

O método utilizado consiste em, numa primeira fase, maximizar o aproveitamento da produção renovável, sendo adicionada de seguida uma restrição de custo para eliminar soluções que têm o mesmo valor de aproveitamento renovável mas custo mais elevado. O valor de custo vai sendo gradualmente reduzido até se chegar ao valor da solução de Custo Mínimo, abdicando assim da melhor solução do Seguimento da Produção Renovável à medida que se baixa o custo. Realça-se o facto de existir um número muito elevado de soluções intermédias pelo que foram contabilizadas 10 para este estudo.

### 6.2 Formulação do Problema de Otimização

Neste capítulo pretende-se otimizar o carregamento em função de 2 critérios, Custo e Aproveitamento da Produção Renovável, sendo que para tal é feito algo semelhante ao problema de otimização do Seguimento da Produção Renovável. Inicialmente é feita a otimização para o critério de Aproveitamento Renovável, com formulação igual à usada nesta estratégia, sendo de seguida adicionada uma restrição para o custo. Deste modo, à medida que se vai alterando o valor de custo máximo da solução (começando num valor alto e descendo progressivamente) obtêm-se novas soluções, com diferentes valores de aproveitamento da produção renovável.

**Variáveis:**

$EV_{i,k}$  – Estado na hora  $k$  dos EV que iniciam carregamento à hora  $i$ . O valor 1 significa que o EV chegou à hora  $i$  e está a carregar à hora  $k$ , o valor 0 significa que não está a carregar;

$Z_k$  - Excesso de carga dos EV em relação à produção renovável na hora  $k$ ;

$N_k$  - Número total de EV que estão a carregar na hora  $k$ ;

$CustoTotal$  - Custo total diário da energia consumida pelos EV.

**Parâmetros:**

$D_{i,k}$  - Disponibilidade na hora  $k$  dos EV que chegam à hora  $i$ . O valor 1 significa que está disponível a carregar, o valor 0 significa o oposto. O perfil utilizado é o que se definiu na secção referente aos Perfis de Disponibilidade;

$R_k$  - Disponibilidade renovável total na hora  $k$ ;

$\alpha$  - Taxa de carregamento - 3kW;

$\lambda$  - Limite máximo imposto ao custo total diário.

**Problema de Otimização**

$$\text{Minimizar } X = \sum_{k=1}^{24} Z_k - \sum_{k=1}^{24} \sum_{i=14}^{24} (\alpha \times EV_{i,k} \times N_k - R_k) \quad (MWh) \quad (6.1)$$

**Sujeito a:**

$$\sum_{k=1}^{24} EV_{i,k} = 6 \quad \forall i \quad (6.2)$$

$$EV_{i,k} \leq D_{i,k} \quad \forall i, k \quad (6.3)$$

$$Z_k \geq 0 \quad \forall k \quad (6.4)$$

$$Z_k \geq \sum_{i=14}^{24} (\alpha \times EV_{i,k} \times N_k - R_k) \quad \forall k \quad (6.5)$$

$$Custo Total \leq \lambda \quad (6.6)$$

Verifica-se pelos resultados à frente apresentados que à medida que se baixa o limite máximo do custo( $\lambda$ ) o valor de aproveitamento da produção renovável diminui.

**6.3 Conjunto de Soluções não dominadas**

As soluções obtidas para o caso Custo e Renovável são as referentes às estratégias de Custo Mínimo e Seguimento da Produção Renovável, respetivamente. As restantes são soluções inter-médias.

Na Tabela 6.1 são listadas as soluções obtidas no estudo multi-critério.



Tabela 6.1: Soluções não Dominadas

Solução	Custo (€)	Aproveitamento Renovável (%)
Renovável	2608.54	64.05
1	2584.80	63.53
2	2555.15	61.85
3	2532.06	61.39
4	2518.65	59.50
5	2497.09	56.46
6	2479.72	51.78
7	2465.00	48.06
8	2454.82	44.26
9	2449.78	42.16
10	2443.08	38.40
Custo	2440.44	32.77

A partir da Figura 6.1 observa-se que nenhuma solução é dominada, pois para tal teria que haver uma solução que fosse pior num dos parâmetros e não melhor no outro, condição que não se verifica em nenhum caso.

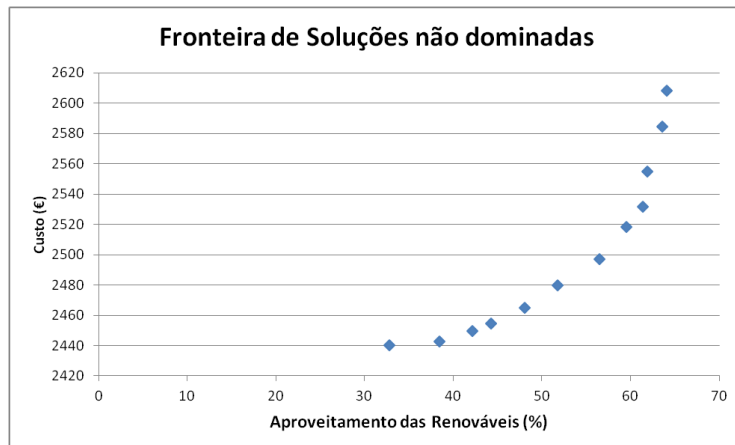


Figura 6.1: Fronteira de soluções não dominadas

### 6.3.1 Evolução das Soluções

O diagrama de cargas varia bastante desde a solução Renovável até à de Custo Mínimo, sendo a sua evolução demonstrada nas Figuras 6.2, 6.3 e 6.4. Através dos vários gráficos é possível perceber o que é alterado desde a primeira à última solução e entender como funcionam os critérios definidos para esta estratégia.

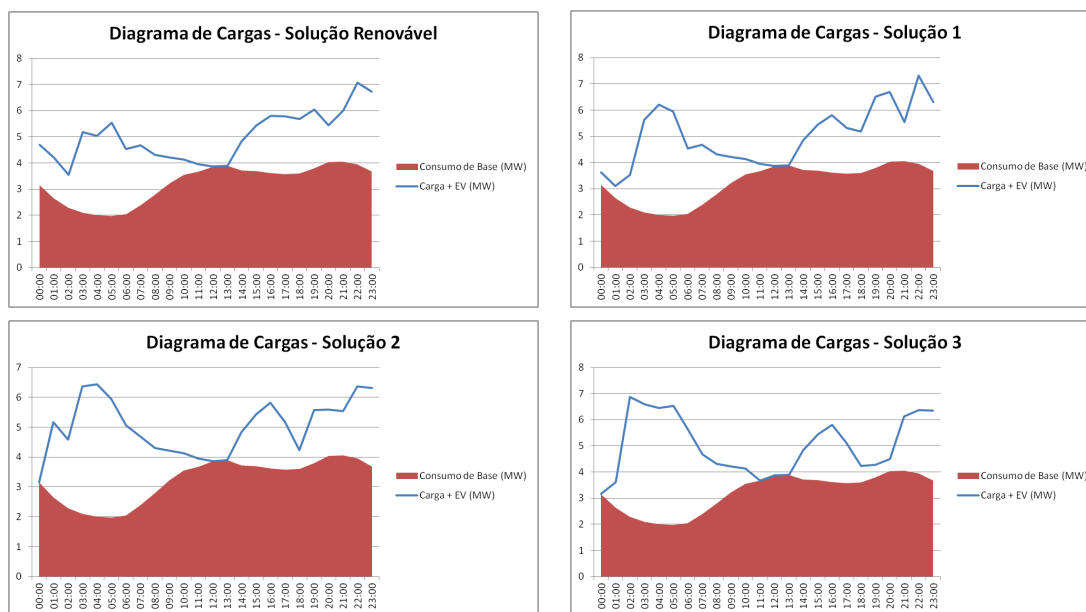


Figura 6.2: Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 1

O diagrama relativo à solução Renovável apresenta uma boa distribuição das cargas pelo dia, não havendo nenhuma hora onde o consumo seja mais concentrado. À medida que se vai baixando o custo da energia verifica-se que a carga tende a concentrar-se mais nas horas em que a energia é mais barata. Na solução 3 já se verifica a existência de uma ponta de consumo assemelhada à do Custo Mínimo, embora ainda seja de menor valor, não ultrapassando os 7MW.

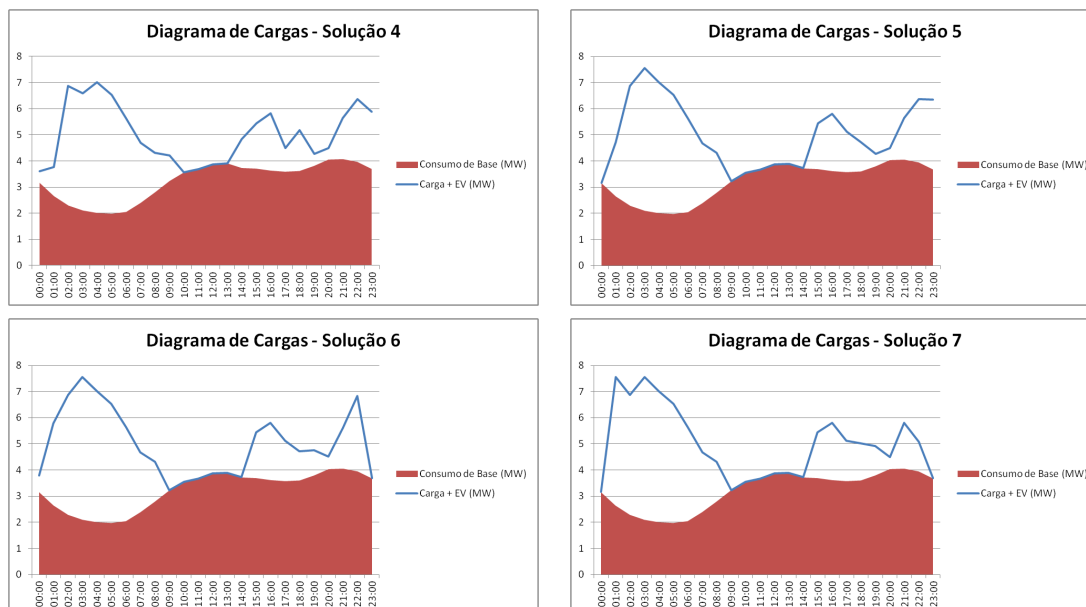


Figura 6.3: Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 2

A evolução patente na Figura 6.3 vai no sentido da anterior, mostrando que as cargas se vão

concentrando cada vez mais nas horas mais baratas. A ponta de consumo destas soluções já passa os 7MW.

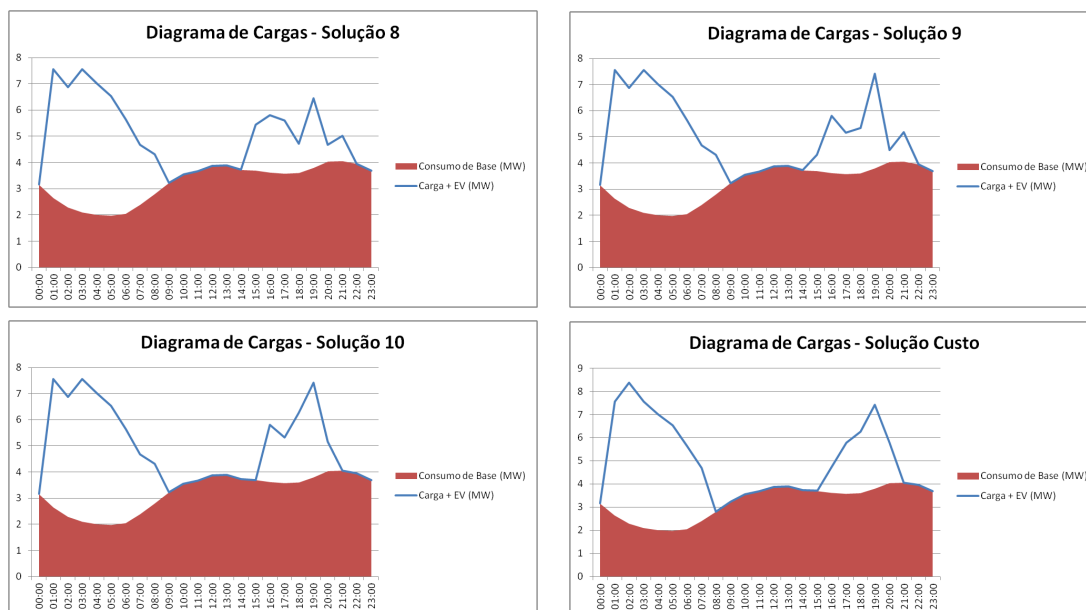


Figura 6.4: Evolução das soluções de Multi-critério - Parte 3

Por fim, temos já soluções muito semelhantes à do Custo Mínimo na Figura 6.4, havendo a ponta de consumo nas horas anteriormente de vazio e concentração da restante carga nas horas mais baratas da tarde.

A evolução feita desde a solução Renovável até à de Custo Mínimo passa por concentrar o consumo que é feito de modo distribuído nos pontos mais baratos do dia. Esta análise é interessante do ponto de vista de que se pode ter uma solução tecnicamente menos boa, causando impactos mais negativos na rede, mas que seja mais barata. Deste modo, pode não se optar por uma estratégia mais unilateral, apenas englobando um critério, mas sim recorrer a ambos os critérios aqui definidos e encontrar uma solução que concilie ambos.

### 6.3.2 Simulação das soluções

Recorrendo aos casos aqui definidos, é feita a simulação e são obtidos os resultados, com tudo igual à metodologia e parâmetros explicados no Capítulo 4, apenas se alterando os perfis de carregamento para os aqui enunciados.

As Figuras 6.5 e 6.6 são referentes aos valor de Perdas, Tensões Mínimas, Limites Violados e Trânsito máximo das linhas para as soluções descritas anteriormente.

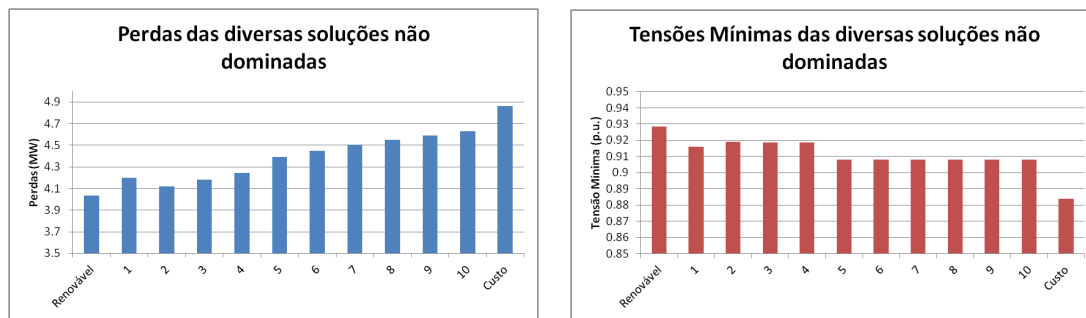


Figura 6.5: Perdas e tensões mínimas das alternativas

Em termos de perdas, o que se verifica é que, excetuando a solução 1, o valor aumenta à medida que se baixa o valor de aproveitamento da produção renovável e se diminui o custo.

Relativamente às tensões mínimas, estas vão baixando o seu valor à medida que nos deslocamos da solução das Renováveis para de Custo. Uma vez mais, a solução 1 é exceção, embora a diferença entre esta e a 2 não seja muito significativa.

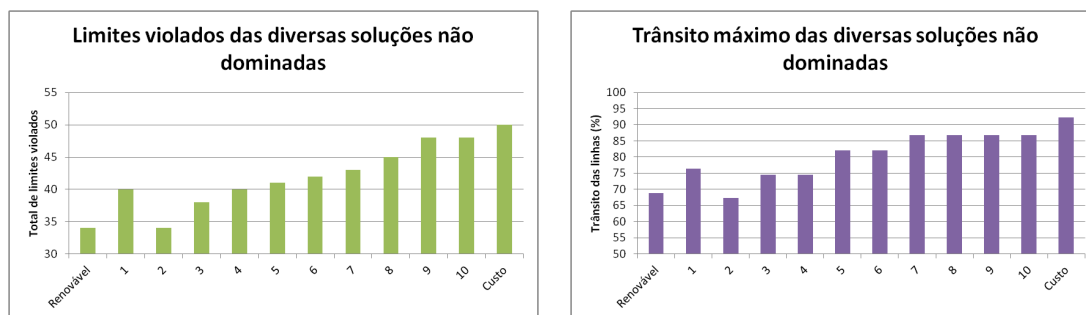


Figura 6.6: Limites violados e trânsitos máximos das alternativas

Os valores de limites violados são piores quando temos as soluções com o melhor custo, e são mais baixos para as soluções mais caras com maior aproveitamento das renováveis. A solução 1 contudo apresenta um valor superior às 2 e 3.

No que diz respeito aos trânsitos nas linhas, estes seguem a mesma tendência das perdas e dos limites, aumentando à medida que se tem um menor aproveitamento das renováveis e maior custo. Como em todos os casos anteriores, a solução 1 é pior do que a 2 e também a 3 e 4.

A explicação para a solução 1 não seguir a tendência de todas as restantes deve-se ao facto de a estratégia seguida não tem em conta o valor do consumo horário, ou seja, se uma dada hora for vantajosa em termos de custo e de aproveitamento renovável essa mesma hora será bastante sobrecarregada com consumo, o que é o caso. No caso da solução 1, a carga das 22:00h apresenta valor superior a 7MW, algo que não acontece nas soluções que lhe estão próximas (2 e 3) tornando-a menos interessante do ponto de vista técnico.

### 6.3.3 Considerações Finais

Um estudo multi-critério permite-nos ter um variado número de opções, equivalentes do ponto de vista dos critérios definidos, de escolha quanto ao que se pretenda fazer. Neste estudo, temos como critérios o custo da energia da carga associada ao carregamento dos EV e o aproveitamento da produção renovável. As soluções denominadas Custo e Renováveis são os limites extremos e correspondem aos casos em que se pode obter o melhor custo e aproveitamento de produção renovável, respetivamente.

As simulações para cada caso permitem saber o impacto que a escolha de um destes tem na rede, e cabe ao agente de decisão decidir a opção que mais lhe interessa, podendo esta ser a que tem melhor relação custo/aproveitamento renovável, a que tem menos perdas, entre outro tipo de critérios secundários que assim o entender.



## Capítulo 7

# Conclusões e Trabalhos Futuros

### 7.1 Conclusões

Após a execução das simulações para os diferentes níveis de integração de EV nas redes, bem como para os diferentes cenários de produção renovável e diferentes estratégias de carregamento pode afirmar-se que o objetivo da dissertação foi cumprido, sendo complementando com o estudo multi-critério efetuado.

Analisando os resultados de cada estratégia, verifica-se que a estratégia de Seguimento da Produção Renovável é a que menores impactos negativos tem nas redes, nomeadamente perdas, tensões mínimas, congestionamentos e total de limites violados por dia. Deste modo, uma maior integração de EV nas redes é favorecida por esta estratégia, sem causar constrangimentos a nível do funcionamento das redes e levando a menores perdas. Esta solução apenas não é a melhor no custo da energia, perdendo para a estratégia de Custo Mínimo, que apresenta o menor custo para todos os casos.

A solução de Carregamento Direto é uma solução dominada em todos os aspetos, pelo que é uma opção inadequada para se adotar. O mesmo acontece com a Estratégia Híbrida, que apesar de apresentar resultados muito próximos da de Custo Mínimo, tem um custo superior, deixando de ser interessante.

Os diagramas de carga típicos serão bastante alterados, sendo a opção de Seguimento da Produção Renovável aquela que leva a menores aumentos da ponta e a uma melhor distribuição dos consumos diários. A estratégia de Custo Mínimo desloca a ponta para as horas de vazio, enquanto que o Carregamento Direto e a Estratégia Híbrida agravam a ponta sem mudar a hora a que ocorre.

Em relação ao estudo multi-critério conclui-se que existem várias alternativas a seguir consoante o critério que se pretenda priorizar, custo ou aproveitamento da energia renovável(e consequentes melhores resultados em termos de indicadores de rede), cabendo ao agente de decisão definir a que mais lhe interessa.

## 7.2 Temas a desenvolver no futuro

Ao longo da execução da dissertação foram surgindo algumas questões pertinentes que, por falta de tempo ou por não serem o objetivo principal do trabalho, teriam interesse de vir a ser desenvolvidas em outros trabalhos futuros. Algumas dessas sugestões decorrem dos resultados obtidos, assim como de estudo complementares ao trabalho realizado.

De seguida são listadas alguma dessas sugestões:

- Fazer um estudo dos impactos na rede de Distribuição BT, igualmente na presença de produção renovável e veículos elétricos;
- Desenvolvimento de um algoritmo que para além de conciliar os critérios de custo e aproveitamento da produção renovável também permita suavizar pontas de consumo, distribuindo melhor os consumos quando não há muita disponibilidade renovável;
- Explorar a vertente V2G dos EV e procurar estratégias de carga/descarga que permitam minimizar os impactos negativos da presença do EV na rede MT, assim como a possibilidade dos EV fornecerem Serviços de Sistema;
- Realização de um estudo idêntico ao aqui desenvolvido, mas parametrizando os SOC das baterias aquando da sua chegada ao posto de carregamento;
- Impactos que a massificação do mercados dos EV terá na forma do diagrama de cargas ao nível global, podendo haver alteração das horas de cheio e vazio e alterações significativas nos preços;
- Estudo sobre o impacto no Diagrama de Carga Ibérico da uma integração massiva de EV, e análise das possíveis alterações em termos de custo da energia.



# Referências

- [1] João Amador. Produção e consumo de energia em portugal: Factos estilizados. *Boletim Económico*, 2010.
- [2] United Nations Framework Convention on Climate Change. Kyoto protocol, 26 November 2009.
- [3] A. Y. Saber e G. K. Venayagamoorthy. One million plug-in electric vehicles on the road by 2015. Em *Intelligent Transportation Systems, 2009. ITSC '09. 12th International IEEE Conference on*, páginas 1–7.
- [4] J. C. Ferreira, P. Trigo, A. R. da Silva, H. Coelho, e J. L. Afonso. Simulation of electrical distributed energy resources for electrical vehicles charging process strategy. Em *Social Simulation (BWSS), 2010 Second Brazilian Workshop on*, páginas 82–89.
- [5] Project: Merge - preparing europe's grid for electric vehicles. <http://www.ev-merge.eu/>. Acedido em Junho de 2013.
- [6] Project: G4V - Grid For Vehicles. <http://www.g4v.eu/>. Acedido em Março de 2013.
- [7] Project: EDISON - Electric vehicles in a Distributed and Integrated market using Sustainable energy and Open Networks. <http://www.edison-net.dk/>. Acedido em Abril de 2013.
- [8] Project: The EV Project. <http://www.theevproject.com/>. Acedido em Março de 2013.
- [9] Mary Bellis. History of electric vehicles. *About.com*, 2013.
- [10] Frances Romero. The electric car. *Time*, 2009.
- [11] Craig Giffi, Jr. Joe Vitale, Michelle Drew, Yuki Kuboshima, e Masato Sase. Unplugged: Electric vehicle realities versus consumer expectations. *Deloitte*, 2011.
- [12] C. C. Chan. The state of the art of electric, hybrid, and fuel cell vehicles. *Proceedings of the IEEE*, 95(4):704–718, 2007.
- [13] M. Hemphill. Electricity distribution system planning for an increasing penetration of plug-in electric vehicles in new south wales. Em *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian*, páginas 1–6.
- [14] S. Speidel, F. Jabeen, D. Olaru, Harries D., e T. Bräunl. Analysis of western australian electric vehicle and charging station trials. *2012 ATRF Proceedings*, 2012.
- [15] Duarte Mesquita Sousa. Veículo elétrico. *Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa*.

- [16] E. Valsera-Naranjo, A. Sumper, P. Lloret-Gallego, R. Villafafila-Robles, e A. Sudria-Andreu. Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network. Em *Electrical Power Quality and Utilisation, 2009. EPQU 2009. 10th International Conference on*, páginas 1–3.
- [17] Rui Filipe Marques. Desafios e oportunidades na mobilidade eléctrica. *Ipark Seminar Albufeira* EDP Inovação.
- [18] Manuel Sanchez Jimenez. European task force for the implementation of smart grids into the european internal market. *Smart Grids Task Force*, 2009.
- [19] Joel Filipe Nunes Soares. Impact of the deployment of electric vehicles in grid operation and expansion. Dissertação para obtenção do Grau de Doutorado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores pela FEUP, 2011.
- [20] R.J. Bessa, F.J. Soares, J.A. Pegas Lopes, e M.A. Matos. Models for the ev aggregation agent business. Em *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, páginas 1–8, 2011.
- [21] R.J. Bessa e M.A. Matos. Forecasting issues for managing a portfolio of electric vehicles under a smart grid paradigm. Em *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, páginas 1–8, 2012.
- [22] University of Delaware. Vehicle to Grid Power. <http://www.udel.edu/V2G/conventional.html>. Acedido em Março de 2013.
- [23] S. S. Hosseini, A. Badri, e M. Parvania. The plug-in electric vehicles for power system applications: The vehicle to grid (v2g) concept. Em *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*, páginas 1101–1106.
- [24] Wu Qiuwei, A. H. Nielsen, J. Ostergaard, Cha Seung-Tae, e Ding Yi. Impact study of electric vehicle (ev) integration on medium voltage (mv) grids. Em *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, páginas 1–7.
- [25] P. Mahat, M. Handl, K. R. Kanstrup, A. P. Lozano, e A. Sleimovits. Price based electric vehicle charging. Em *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, páginas 1–8.
- [26] J.A. Peças Lopes, F.J. Soares, P.M. Almeida, e M. Moreira da Silva. Smart charging strategies for electric vehicles: Enhancing grid performance and maximizing the use of variable renewable energy resources. *EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*, 2009.
- [27] K. Mets, T. Verschueren, W. Haerick, C. Develder, e F. De Turck. Optimizing smart energy control strategies for plug-in hybrid electric vehicle charging. Em *Network Operations and Management Symposium Workshops (NOMS Wksp), 2010 IEEE/IFIP*, páginas 293–299.
- [28] Osvaldo L. Soliano Pereira. Renewable energy as a tool to assure continuity of a low emission Brazilian electric power sector — Results of an aggressive renewable energy policy. Em *Power Engineering Society, IEEE General Meeting*, páginas 1–7, 2009.
- [29] Ke Dang, Jiqing Yu, Tong Dang, e Bo Han. Benefit of distributed generation on line loss reduction. Em *Electrical and Control Engineering (ICECE), 2011 International Conference on*, páginas 2042–2045, 2011.

- [30] P.N. Pereira Barbeiro, C.L. Moreira, F.J. Soares, e P.M.R. Almeida. Evaluation of the impact of large scale integration of micro-generation units in low and medium voltage distribution networks. Em *Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CI-TRES)*, 2010 IEEE Conference on, páginas 265–272, 2010.
- [31] M. Brenna, F. Foiadelli, M. Roscia, e D. Zaninelli. Synergy between renewable sources and electric vehicles for energy integration in distribution systems. Em *Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2012 IEEE 15th International Conference on, páginas 865–869.
- [32] Li Yifan, R. Kaewpuang, Wang Ping, D. Niyato, e Han Zhu. An energy efficient solution: Integrating plug-in hybrid electric vehicle in smart grid with renewable energy. Em *Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS)*, 2012 IEEE Conference on, páginas 73–78.
- [33] E. Carvalho, J. De Sousa, M.V. Neves, e Sergio Faias. Is the electric vehicle a solution for the wind power integration in the portuguese power system? Em *European Energy Market (EEM)*, 2012 9th International Conference on the, páginas 1–6, 2012.
- [34] P. Papadopoulos, S. Skarvelis-Kazakos, I. Grau, L.M. Cipcigan, e N. Jenkins. Predicting electric vehicle impacts on residential distribution networks with distributed generation. Em *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2010 IEEE, páginas 1–5, 2010.
- [35] J.R. Pillai, Shaojun Huang, P. Thogersen, J. Moller, e B. Bak-Jensen. Electric vehicles in low voltage residential grid: A danish case study. Em *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on, páginas 1–7, 2012.
- [36] A. Gomes e L. Pires. Demand modeling for assessing the impacts of micro-generation in a low voltage radial distribution network. Em *Environment and Electrical Engineering (EE-EIC)*, 2011 10th International Conference on, páginas 1–4, 2011.
- [37] J. A. Peças Lopes, P. M. R. Almeida, e F. J. Soares. Using vehicle-to-grid to maximize the integration of intermittent renewable energy resources in islanded electric grids. Em *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, páginas 290–295.
- [38] A. Damiano, I. Marongiu, M. Porru, e A. Serpi. Electric vehicle energy storage management for renewable energy sources exploitation. Em *Electric Vehicle Conference (IEVC)*, 2012 IEEE International, páginas 1–8, 2012.
- [39] Instituto Nacional de Estatística. Inquérito à mobilidade da população residente. *Inquérito à Mobilidade da População Residente 2000*, Direcção Geral de Transportes Terrestres.
- [40] INESC PORTO. Carro elétrico: Massificação só em 2030. <http://www2.inescporto.pt/noticias-eventos/notas-de-impressao/carro-eletrico-massificacao-so-em-2030/>. Acedido em Abril de 2013.
- [41] OMEL. <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>. Acedido em Abril de 2013.
- [42] J. S. Savier e D. Das. Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 22(4):2473–2480, 2007.
- [43] National Renewable Energy Laboratory. [http://www.nrel.gov/electricity/transmission/eastern\\_wind\\_methodology.html](http://www.nrel.gov/electricity/transmission/eastern_wind_methodology.html). Acedido em Março de 2013.

- [44] REN-Redes Energéticas Nacionais. [http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/ED\\_PRES.aspx?Date=23-05-2013](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/ED_PRES.aspx?Date=23-05-2013). Acedido em Março de 2013.
- [45] ERSE Perfis de Consumo. <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/acessoasredesaasinterligacoes/Paginas/PerfishorariosdeperdasedeconsumoemBTEBTNeIP.aspx?master=ErsePrint.master>. Acedido em Março de 2013.
- [46] ERSE Classes BTN. [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202013%20\(FINAL\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2013/Documents/Caracteriza%C3%A7%C3%A3o%20Procura%20EE%202013%20(FINAL).pdf). Acedido em Maio de 2013.
- [47] Manuel Matos. Caracterização de consumidores e redes – actualização dos perfis btn para 2006. Pojecto CCR, INESC Porto, *INESC Coimbra*, Março 2006.

## Anexo A

## Anexos

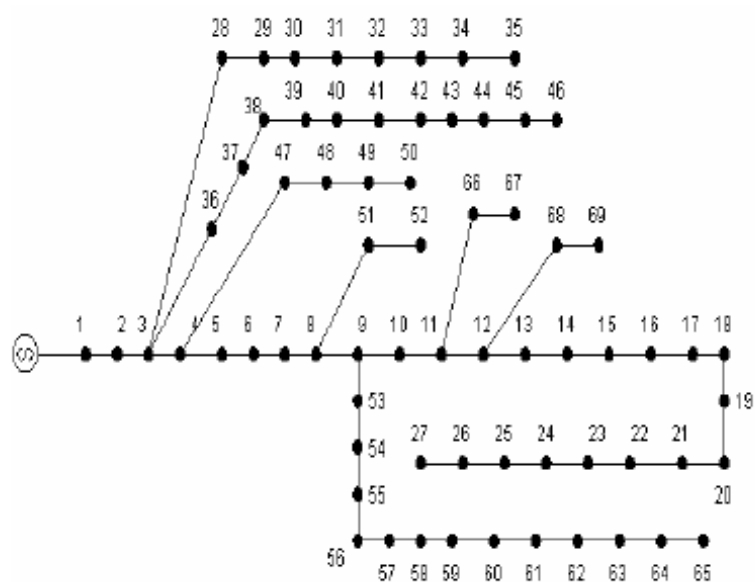


Figura A.1: Rede de Distribuição MT

TABLE II  
LINE AND LOAD DATA OF  
69-NODE DISTRIBUTION SYSTEM

Branch Number	Sending end node	Receiv- ing end node	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	PL (kW)	QL (kVar)
					Receiving end node	Receiving end node
1	1	2	0.0005	0.0012	0	0
2	2	3	0.0005	0.0012	0	0
3	3	4	0.0015	0.0036	0	0
4	4	5	0.0251	0.0294	0	0
5	5	6	0.366	0.1864	2.6	2.2
6	6	7	0.381	0.1941	40.4	30
7	7	8	0.0922	0.047	75	54
8	8	9	0.0493	0.0251	30	22
9	9	10	0.819	0.2707	28	19
10	10	11	0.1872	0.0619	145	104
11	11	12	0.7114	0.2351	145	104
12	12	13	1.03	0.34	8	5
13	13	14	1.044	0.345	8	5.5
14	14	15	1.058	0.3496	0	0
15	15	16	0.1966	0.065	45.5	30
16	16	17	0.3744	0.1238	60	35
17	17	18	0.0047	0.0016	60	35
18	18	19	0.3276	0.1083	0	0
19	19	20	0.2106	0.069	1	0.6
20	20	21	0.3416	0.1129	114	81
21	21	22	0.014	0.0046	5	3.5
22	22	23	0.1591	0.0526	0	0
23	23	24	0.3463	0.1145	28	20
24	24	25	0.7488	0.2475	0	0
25	25	26	0.3089	0.1021	14	10
26	26	27	0.1732	0.0572	14	10
27	3	28	0.0044	0.0108	26	18.6
28	28	29	0.064	0.1565	26	18.6
29	29	30	0.3978	0.1315	0	0
30	30	31	0.0702	0.0232	0	0
31	31	32	0.351	0.116	0	0
32	32	33	0.839	0.2816	14	10
33	33	34	1.708	0.5646	19.5	14
34	34	35	1.474	0.4873	6	4
35	3	36	0.0044	0.0108	26	18.55
36	36	37	0.064	0.1565	26	18.55
37	37	38	0.1053	0.123	0	0
38	38	39	0.0304	0.0355	24	17
39	39	40	0.0018	0.0021	24	17
40	40	41	0.7283	0.8509	1.2	1
41	41	42	0.31	0.3623	0	0
42	42	43	0.041	0.0478	6	4.3
43	43	44	0.0092	0.0116	0	0
44	44	45	0.1089	0.1373	39.22	26.3
45	45	46	0.0009	0.0012	39.22	26.3
46	4	47	0.0034	0.0084	0	0
47	47	48	0.0851	0.2083	79	56.4
48	48	49	0.2898	0.7091	384.7	274.5
49	49	50	0.0822	0.2011	384.7	274.5
50	8	51	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	51	52	0.3319	0.1114	3.6	2.7
52	9	53	0.174	0.0886	4.35	3.5
53	53	54	0.203	0.1034	26.4	19
54	54	55	0.2842	0.1447	24	17.2
55	55	56	0.2813	0.1433	0	0
56	56	57	1.59	0.5337	0	0
57	57	58	0.7837	0.263	0	0
58	58	59	0.3042	0.1006	100	72
59	59	60	0.3861	0.1172	0	0
60	60	61	0.5075	0.2585	1244	888
61	61	62	0.0974	0.0496	32	23
62	62	63	0.145	0.0738	0	0
63	63	64	0.7105	0.3619	227	162
64	64	65	1.041	0.5302	59	42
65	11	66	0.2012	0.0611	18	13
66	66	67	0.0047	0.0014	18	13
67	12	68	0.7394	0.2444	28	20
68	68	69	0.0047	0.0016	28	20
Tie-line data	69	11	43	0.5	0.5	--
	70	13	21	0.5	0.5	--
	71	15	46	1	0.5	--
	72	50	59	2	1	--
	73	27	65	1	0.5	--

Other data: Current carrying capacity of branches 1-9 is 400 A, 46-49 and 52-64 is 300 A and for all other branches including tie lines is 200 A.

Figura A.2: Dados da Rede em estudo [42]

Tabela A.1: Quantidade de EV em cada nó - 600 EV

Nó	Quantidade de EV	Nó	Quantidade de EV
7	6	8	12
9	4	10	4
11	23	12	23
13	1	14	1
16	7	17	9
18	9	21	18
24	4	26	2
27	2	28	4
29	4	33	2
34	3	36	4
37	4	39	3
40	3	45	6
46	6	48	13
49	63	50	63
51	6	54	4
55	3	59	16
61	205	62	5
64	37	65	9
66	2	67	2
68	4	69	4

Tabela A.2: Quantidade de EV em cada nó - 1200 EV

Nó	Quantidade de EV	Nó	Quantidade de EV
7	12	8	24
9	9	10	9
11	46	12	46
13	2	14	2
16	14	17	19
18	19	21	36
22	1	24	9
26	4	27	4
28	8	29	8
33	4	34	6
35	1	36	8
37	8	39	7
40	7	43	1
45	12	46	12
48	25	49	123
50	123	51	13
52	1	53	1
54	8	55	7
59	32	61	400
62	10	64	73
65	18	66	5
67	5	68	9
69	9	-	-



Tabela A.3: Quantidade de EV em cada nó - 1800 EV

Nó	Quantidade de EV	Nó	Quantidade de EV
6	1	7	19
8	36	9	14
10	13	11	69
12	69	13	3
14	3	16	21
17	28	18	28
21	54	22	2
24	13	26	6
27	6	28	12
29	12	33	6
34	9	35	2
36	12	37	12
39	11	40	11
43	2	45	18
46	18	48	37
49	184	50	184
51	19	52	1
53	2	54	12
55	11	59	48
61	598	62	15
64	109	65	28
66	8	67	8
68	13	69	13

Tabela A.4: Quantidade de EV em cada nó - 2400 EV

Nó	Quantidade de EV	Nó	Quantidade de EV
6	1	7	25
8	47	9	19
10	17	11	92
12	92	13	5
14	5	16	29
17	38	18	38
21	72	22	3
24	17	26	8
27	8	28	16
29	16	33	8
34	12	35	3
36	16	37	16
39	15	40	15
43	3	45	25
46	25	48	50
49	245	50	245
51	25	52	2
53	2	54	16
55	15	59	63
61	794	62	20
64	144	65	37
66	11	67	11
68	17	69	17

Tabela A.5: Potência Fotovoltaica instalada em cada nó - Perfil 1

Nó	Potência Instalada (kW)	Nó	Potência Instalada (kW)
6	0.98	7	15.27
8	28.35	9	11.34
10	10.59	11	54.81
12	54.81	13	3.03
14	3.03	16	17.20
17	22.70	18	22.68
20	0.38	21	43.12
22	1.89	24	10.58
26	5.29	27	5.30
28	9.83	29	9.83
33	5.29	34	7.37
35	2.27	36	9.83
37	9.83	39	9.07
40	9.07	41	0.45
43	2.27	45	14.82
46	14.82	48	29.86
49	145.37	50	145.45
51	15.31	52	1.36
53	1.65	54	9.97
55	9.08	59	37.81
61	470.41	62	12.10
64	85.82	65	22.32
66	6.81	67	6.80
68	10.59	69	10.59

Tabela A.6: Potência Fotovoltaica instalada em cada nó - Perfil 2

Nó	Potência Instalada (kW)	Nó	Potência Instalada (kW)
6	1.97	7	30.55
8	56.71	9	22.68
10	21.18	11	109.63
12	109.61	13	6.05
14	6.05	16	34.4
17	45.39	18	45.36
20	0.76	21	86.25
22	3.78	24	21.17
26	10.59	27	10.59
28	19.66	29	19.67
33	10.59	34	14.74
35	4.54	36	19.66
37	19.65	39	18.15
40	18.14	41	0.91
43	4.54	45	29.64
46	29.64	48	59.72
49	290.75	50	290.9
51	30.62	52	2.72
53	3.29	54	19.95
55	18.16	59	75.63
61	940.81	62	24.21
64	171.64	65	44.65
66	13.62	67	13.61
68	21.18	69	21.18

Tabela A.7: Preço final médio do Mercado Livre - Julho 2012

<b>Hora</b>	<b>Custo (€/MWh)</b>
00:00	63.91
01:00	60.4
02:00	57.42
03:00	53.73
04:00	51.61
05:00	50.59
06:00	50.98
07:00	54.88
08:00	58.19
09:00	63.19
10:00	66.4
11:00	71.4
12:00	72.7
13:00	74.52
14:00	74.14
15:00	66.57
16:00	63.85
17:00	62.39
18:00	61.94
19:00	61.74
20:00	62.54
21:00	65.78
22:00	68.4
23:00	69.4